

**EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA AUTOMATIZACIÓN DE LA
CALDERA B-2404 EN LA PLANTA DE CENTRAL DEL NORTE DE
LA REFINERÍA DE ECOPELROL EN BARRANCABERMEJA-
SANTANDER.**

GRETTY PAOLA APONTE CARRILLO

HERIBERTO DURÁN MERCHÁN

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS

ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE

RECURSOS ENERGÉTICOS

BUCARAMANGA

2010

**EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA AUTOMATIZACIÓN DE LA
CALDERA B-2404 EN LA PLANTA DE CENTRAL DEL NORTE DE
LA REFINERÍA DE ECOPETROL EN BARRANCABERMEJA-
SANTANDER.**

*GRETTY PAOLA APONTE CARRILLO
HERIBERTO DURÁN MERCHÁN*

Monografía de grado presentada como requisito para optar el título de Especialista
en Gerencia de Recursos Energéticos

Asesor:

JOSE LUIS MELENDEZ MORENO.

Ingeniero Electrónico.

Especialista en Automatización Industrial.

Especialista en Gerencia de Mantenimiento.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS

ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE

RECURSOS ENERGÉTICOS

BUCARAMANGA

2010

DEDICATORIA

A mi esposo José Luis por ser partícipe en mi crecimiento académico y profesional.

A mis hijos José Miguel y Grace Catherine por ser la razón que me fortalece.

Gretty.

A mi esposa Zulay por su paciencia y apoyo incondicional para el logro de mis metas profesionales.

A mis hijos Laura y Herick por su entendimiento en los momentos que no estaba presente.

Heriberto.

AGRADECIMIENTO

Agradecemos a Ecopetrol S.A por permitirnos articular conocimiento en los procesos productivos de la empresa.

CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	7
2.	DESCRIPCIÓN DE ECOPETROL S. A.....	8
2.1.	ECOPETROL S. A.	8
2.2.	MISIÓN DE ECOPETROL S. A.....	8
2.3.	VISIÓN DE ECOPETROL S. A.	9
2.4.	HISTORIA DE ECOPETROL S. A.....	9
2.5.	HISTORIA DE CALDERAS CENTRAL DEL NORTE.....	10
3.	MARCO TEORICO.....	13
3.1.	HISTORIA.....	14
3.2.	CLASIFICACIÓN DE LAS CALDERAS	14
3.2.1.	Por la disposición de los fluidos	15
3.2.2.	Por su configuración.....	17
3.2.3.	Por el tipo de combustible	18
3.2.4.	Por el tiro.....	20
3.2.5.	Por el modo de gobernar la operación	21
3.3.	CALDERAS GERENCIA REFINERIA BARRANCABERMEJA - GRB	21
3.4.	FUNCIONAMIENTO DE LA CALDERA B-2404	23
3.4.1.	Caldera de generación de vapor B-2404.....	23
3.4.2.	Como se genera vapor en la caldera	23
4.	SISTEMA NEUMÁTICO DE LA CALDERA B-2404	25
4.1.	DISPOSITIVOS DE PERMISO Y DE DISPARO DE LA CALDERA DE GENERACIÓN DE VAPOR B-2404	25
4.1.1.	Purgue Air Flow - PAF	25
4.1.2.	Minimun Air Flow - MAF	25
4.1.3.	Low Gas Pressure - LGP.....	26
4.2.	PROCESO DE PUESTA EN SERVICIO DE LA CALDERA	26
4.2.1.	Purga.....	26
4.2.2.	Encendido de pilotos	28
5.	SISTEMA AUTOMATIZADO DE LA CALDERA B-2404.....	29
5.1.	CONTROL AUTOMÁTICO DE PROCESOS	30
5.1.1.	Objetivo del control automático de procesos.....	30
5.1.2.	Razones para hacer control automático de procesos.....	30
5.2.	SISTEMA DE CONTROL DE COMBUSTION DE LA CALDERA B-2404.....	31
5.2.1.	Transmisor de presión de vapor.....	31
5.2.2.	Estación máster individual de la caldera	33
5.2.3.	Selector de baja señal	38
5.2.4.	Selector de alta señal	38
5.2.5.	Transmisor de flujo de aceite combustible	39
5.2.6.	Transmisor de flujo de gas	39
5.2.7.	Transmisor de presión de gas	40
5.2.8.	Presión mínima de gas.....	40

5.2.9. Válvula bypass para combustibles	40
5.2.10. Transmisor de flujo de aire.....	41
5.2.11. Controlador de flujo de aire	42
5.2.12. Porcentaje de oxígeno	42
5.2.13. Relacionadora vapor-oxígeno	42
5.2.14. Sistema de control de nivel del tambor de vapor	42
5.2.15. Medidor de flujo de vapor.....	44
5.2.16. Medidor de nivel del tambor de vapor	45
5.2.17. Controlador de nivel	45
5.2.18. Medidor de flujo de agua de alimentación.....	45
5.2.19. Controlador de agua de alimentación	45
6. SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO EXPERION PKS.....	46
6.1. ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE CALDERAS CENTRAL DEL NORTE.....	46
6.2. LA ESTACIÓN.....	48
6.2.1. Introducción al manejo de la estación	48
6.2.2. Concepto de área	49
6.2.3. Estructura de estación.....	50
6.3. TIPOS DE DISPLAYS	54
6.3.1. Tipos de Display	55
6.4. ALARMAS	56
6.4.1. Alarm Summary.....	56
6.4.2. Reconociendo alarmas.....	58
6.5. EVENTOS	59
6.6. MENSAJES	59
6.7. DISPLAYS DE DETALLE DE UN PUNTO	60
6.8. TENDENCIAS	60
7. TEORIA DE EVALUACION FINANCIERA.	62
7.1. INDICADORES DE RENTABILIDAD.....	62
7.1.1. Valor Presente Neto	62
7.1.2. Tasa Interna de Retorno.....	63
7.1.3. Periodo de Retorno.	64
7.1.4. La Relación Beneficio - Costo	65
7.1.5. Estudio de Sensibilidad	66
8. EVALUACION FINANCIERA DE LA AUTOMATIZACIÓN DE LA CALDERA B-2404.....	67
8.1. FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO.....	67
8.2. INDICADORES DE RENTABILIDAD.....	69
8.3. ESTUDIO DE SENSIBILIDAD.....	69
9. CONCLUSIONES.....	72
10. RECOMENDACIONES	74
11. BIBLIOGRAFÍA	75
12. ANEXO.....	76

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Refinería Barrancabermeja – ECOPEPETROL S.A.	8
Figura 2. Antiguo barco de ECOPEPETROL S.A.	9
Figura 3. Planta Central del Norte, Refinería Barrancabermeja	11
Figura 4. Clasificación de calderas.	15
Figura 5. Calderas acuotubulares.	16
Figura 6. Calderas pirotubulares.	17
Figura 7. Calderas verticales y horizontales.	17
Figura 8. Caldera combustible sólido.	18
Figura 9. Caldera combustible líquido.	19
Figura 10. Caldera a gas.	19
Figura 11. Caldera tiro natural.	20
Figura 12. Caldera presurizada.	20
Figura 13. Caldera tiro equilibrado.	21
Figura 14. Costado sur de la B-2404, Refinería Barrancabermeja	22
Figura 15. Controlador neumático de la B-2404, Refinería Barrancabermeja.	26
Figura 16. Antiguo tablero de control neumático de la Central del Norte, Refinería Barrancabermeja.	27
Figura 17. Nuevo sistema de control automático de la Central del Norte, Refinería Barrancabermeja	30
Figura 18. Válvula de shutdown de combustible, Refinería Barrancabermeja	32
Figura 19. Sistema de control electrónico de quemadores, Refinería Barrancabermeja	32
Figura 20. Sistema de desaireadores calderas central norte.	41
Figura 21. Tendencia para monitoreo del nivel de las calderas en central del norte.	43
Figura 22. Plano de la arquitectura del sistema.	48
Figura 23. Estructura de la estación.	50
Figura 24. Estructura de la estación.	50
Figura 25. Línea de estado.	51
Figura 26. Llamando un display de detalle del punto.	60
Figura 27. Análisis de sensibilidad VPN.	70
Figura 28. Análisis de sensibilidad TIR.	71

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Datos de calibración válvula bypass.	41
Tabla 2. Descripción partes de la estación.	51
Tabla 3. Descripción de la línea de estado.	52
Tabla 4. Descripción de la barra de herramientas.	53
Tabla 5. Descripción de los tipos de Displays.	54
Tabla 6. Descripción de los tipos de objetos del Displays.	55
Tabla 7. Descripción de los tipos de puntos estándar.	55
Tabla 8. Descripción de los parámetros de los puntos.	56
Tabla 9. Indicadores de alarmas.	57
Tabla 10. Reconocimiento de alarmas.	58
Tabla 11. Flujo de caja del proyecto (Datos en KUSD\$).	68
Tabla 12. Tabla de sensibilidad variando el porcentaje de los ingresos.	69
Tabla 13. Tabla de sensibilidad variando el porcentaje de la inversión.	70
Tabla 14. Reporte de shutdown registrados en la unidad B2404.	76

1. INTRODUCCIÓN

Las calderas de generación de vapor ubicadas en la planta Central del Norte hacen parte del Departamento de Servicios Industriales de la Gerencia Refinería Barrancabermeja de Ecopetrol S.A. y básicamente son utilizadas para generación de energía eléctrica y vapor de proceso en las plantas, siendo un respaldo importante para el óptimo funcionamiento del complejo petrolero.

Desde el año 2005 se inició el proceso de automatización de calderas, por el cual se pretende mejorar la eficiencia energética de las mismas y disminuir la incidencia de errores humanos en el control de la planta.

El proyecto de automatización de la planta Central del Norte de la Gerencia Refinería Barrancabermeja ha tenido un costo de inversión alto, motivo por el cual Ecopetrol pretende recuperarlo rápidamente.

En el presente proyecto se realizará una descripción del sistema neumático y automatizado de la caldera B-2404 de la planta de Central del Norte de la Refinería de Ecopetrol en Barrancabermeja, y un análisis de la evaluación financiera de la automatización de dicha caldera.

2. DESCRIPCIÓN DE ECOPETROL S. A.

2.1. ECOPETROL S. A.

Ecopetrol S.A., la empresa petrolera de Colombia, es en la actualidad una sociedad de economía mixta dedicada a explorar, producir, transportar, refinar y comercializar hidrocarburos. Es la empresa más grande del país y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, Ecopetrol S.A. pertenece al grupo de las 39 petroleras más grandes del mundo y es una de las cinco principales de Latinoamérica. En la Figura 1 se presenta la refinería de Ecopetrol S.A ubicada en Barrancabermeja, sitio donde se desarrolló el proyecto.

Figura 1. Refinería Barrancabermeja – ECOPETROL S.A.



Fuente de la Figura: www.partidodeltrabajodecolombia.org

2.2. MISIÓN DE ECOPETROL S. A.

Descubrir fuentes de energía y convertirlas en valor para los clientes y accionistas, asegurando el cuidado del medio ambiente, la seguridad de los procesos e integridad de las personas, contribuyendo al bienestar de las áreas donde opera,

con personal comprometido que busca la excelencia, su desarrollo integral y la construcción de relaciones de largo plazo con nuestros grupos de interés.

2.3. VISIÓN DE ECOPETROL S. A.

Ecopetrol será una empresa global de energía y petroquímica, con énfasis en petróleo, gas y combustibles alternativos. Reconocida por ser competitiva, con talento humano de clase mundial y socialmente responsable.

2.4. HISTORIA DE ECOPETROL S. A.

La reversión al Estado Colombiano de la Concesión de Mares, el 25 de agosto de 1951, dio origen a la Empresa Colombiana de Petróleos. En esta época la refinería producía 22.000 barriles por día.

Figura 2. Antiguo barco de ECOPETROL S.A.



Fuente de la Figura: www.ecopetrol.com.co

Ecopetrol emprendió actividades en la cadena del petróleo como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, encargada de administrar el recurso hidrocarburífero de la nación, y creció en la medida en que otras concesiones revirtieron e incorporó a su operación.

En 1961 asumió el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja. Trece años después compró la Refinería de Cartagena, construida por Intercol en 1956.

En 1970 adoptó su primer estatuto orgánico que ratificó su naturaleza de empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, cuya vigilancia fiscal es ejercida por la Contraloría General de la República.

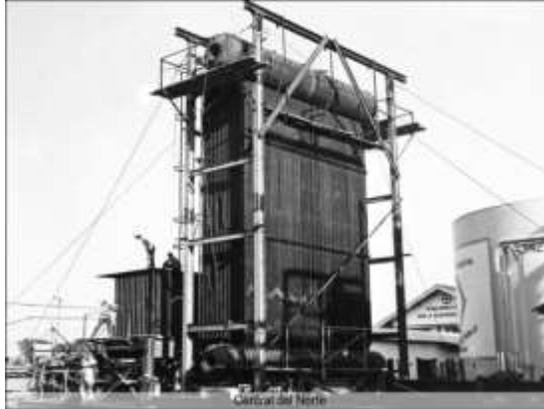
Con la expedición del Decreto 1760 del 26 de Junio de 2003 modificó la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos y la convirtió en Ecopetrol S.A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y regida por sus estatutos protocolizados en la Escritura Pública número 4832 del 31 de octubre de 2005, otorgada en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá D.C., y aclarada por la Escritura Pública número 5773 del 23 de diciembre de 2005.

Actualmente, Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país con una utilidad neta de \$5,25 billones registrada en 2009 y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, pertenece al grupo de las 40 petroleras más grandes del mundo y es una de las cuatro principales de Latinoamérica.

2.5. HISTORIA DE CALDERAS CENTRAL DEL NORTE.

En el año de 1978 se construye la caldera B-2404 con una capacidad de 300.000 libras por hora de vapor (KLBH), a una presión de 400 libras por pulgada cuadrada (PSIG).

Figura 3. Planta Central del Norte, Refinería Barrancabermeja.



Fuente de la Figura: Ecopetrol S.A.

En la caldera B-2404 se adelantó una reparación de 120 días, que significa un cambio total de los componentes estáticos, mecánicos, eléctricos e instrumentación del equipo. Lo único que se dejó de la anterior caldera fueron los tambores de presión: el domo de vapor y el de lodos. Después de una inspección se determinó que estaban en buen estado y que no había argumento para cambiarlos. Los demás componentes fueron cambiados.

Según los informes el principal problema de la caldera era corrosión interna y externa de la tubería, que afectaba la confiabilidad operacional de la máquina. Antes del programa de mejoramiento de las calderas, puesto en marcha en los últimos años en la refinería, estos equipos eran reparados en menor porcentaje.

Anteriormente se realizaba limpieza, engrase y pintura, además del cambio de algunas piezas que estaban funcionando mal. En este caso se hizo un cambio total del equipo porque ya había cumplido su vida útil.

Se debe tener en cuenta el hollín. Lejos del romanticismo que los hermanos Grimm le dieron al hollín en el cuento de La Cenicienta, éste es uno de los materiales más peligrosos del planeta. De ahí la importancia de adoptar las medidas de seguridad industrial y ambiental aprobadas por los expertos en el tema.

El hollín tiene mezcla de materiales particulados altamente tóxicos, por eso la recomendación es que durante todas las etapas de la reparación, la protección de la piel y de las vías respiratorias sea óptima, según la regional de Responsabilidad Integral de Ecopetrol en el Magdalena Medio.

La fase más peligrosa es el desmonte de la caldera. En este momento la B-2404 ya se encuentra lista, por lo que la presencia de hollín es casi nula. Pero adicional a esto, los trabajos mecánicos en espacios confinados y el desmonte de las paredes de las calderas es también un factor de alto riesgo. Los índices más altos de frecuencia en accidentalidad en la refinería se registraban durante las reparaciones de las calderas.

Hoy en día, gracias a la implementación del sistema de gestión de HSE, al liderazgo gerencial y a los controles aplicados, se puede decir que estas calderas se están reparando con máximo un accidente, pero en la mayoría de los casos se registra un indicador de cero.

3. MARCO TEORICO

Para que una caldera pueda funcionar deben interactuar varios componentes; el aire, el fuego, el agua y el combustible. El aire entra por un ducto que lo succiona a través de un ventilador. Ingresa a una sección que tiene presencia de tubos y se va calentando. Pasa por debajo de la caldera y sube a mano derecha para facilitar el proceso de combustión de los quemadores.

El fuego se logra gracias a la quema de gas o combustóleo y al correcto funcionamiento de los cuatro quemadores. En el hogar (la zona de combustión) es donde se encuentran las llamas que pueden verse a través de mirillas (ventanas de protección) que están ubicadas en las paredes de la caldera.

El tambor o domo principal es el que recibe el agua que se va a convertir en vapor. Todos los tubos se llenan de líquido hasta que estén completamente llenos y el tambor tenga agua hasta la mitad. A través del proceso de calentamiento a más de 400 °C, el agua se transforma en vapor. Cuando éste se presenta totalmente seco, se desplaza hasta el cabezal de vapor, un gran tubo que hace las veces de la bodega de las calderas de la Unidad Central del Norte. Los gases inservibles salen de la máquina, en forma de vapor, a través de la chimenea.

De día, las calderas pueden registrar exteriormente temperaturas de hasta 45 °C y de noche de 38 °C. Las altas temperaturas se deben, además del calor propio de las máquinas, al clima de Barrancabermeja de 37 °C en promedio.

3.1. HISTORIA.

Cuando James Watt observo que se podría utilizar el vapor como una fuerza económica que remplazaría la fuerza animal y manual, se empezó a desarrollar la fabricación de calderas, hasta llegar a las que actualmente tienen mayor uso en las distintas industrias de nuestro país.

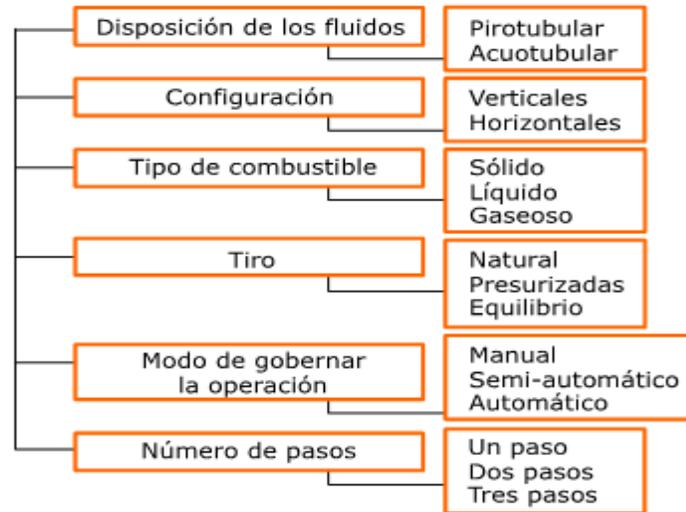
Las primeras calderas tenían el inconveniente que los gases calientes estaban en contacto solamente con su base, y en consecuencia se aprovechaba mal el calor del combustible. Debido a esto las instalaciones industriales fueron perfeccionándose, colocándose el hogar en el interior de la caldera y posteriormente se le introdujeron tubos, para aumentar la superficie de calefacción.

A continuación se clasificarán los diferentes tipos de calderas para dar una idea más particular de las mismas:

3.2. CLASIFICACIÓN DE LAS CALDERAS

Los generadores de vapor se clasifican según diferentes criterios, según: la disposición de los fluidos, la configuración, el tipo de combustible que consumen, el tipo de tiro, el modo de gobernar la operación y el número de pasos (Ver Figura 4).

Figura 4. Clasificación de calderas.



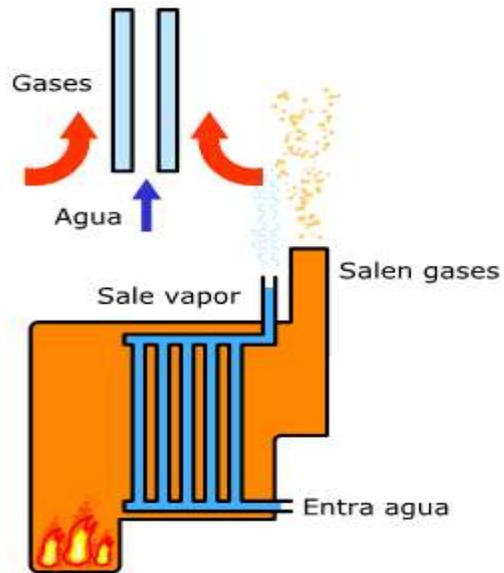
Fuente de la figura: <http://www.si3ea.gov.co>

3.2.1. Por la disposición de los fluidos

En las calderas Acuotubulares (Ver

Figura 5) el agua circula por dentro de los tubos y los gases que transfieren la energía al agua se encuentran circundando los tubos. Son de bajo costo, simplicidad de diseño, exigen menor calidad del agua de alimentación, son pequeñas y eficientes, pero necesitan mayor tiempo para responder a caídas de presión o para entrar en funcionamiento, no trabajan a presiones superiores a 300 psig. De acuerdo con la presión se pueden subdividir en calderas de baja presión (0-60 psig), media presión (60-150 psig) y alta presión (150-300 psig).

Figura 5. Calderas acuotubulares.

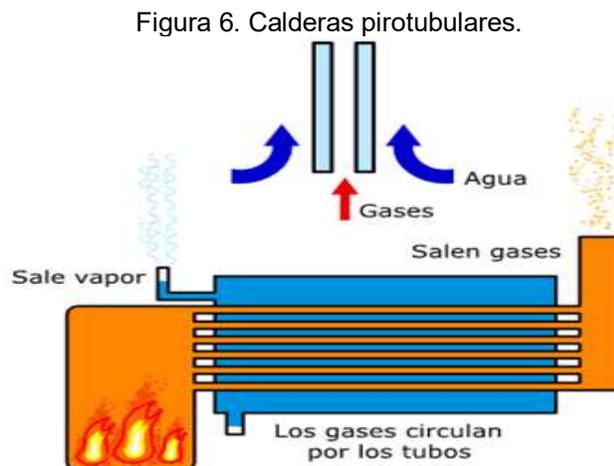


Fuente de la figura: <http://www.si3ea.gov.co>

En las calderas Pirotubulares (Ver

Figura 6) los gases circulan por dentro de los tubos y transfieren su energía al agua que circunda los tubos. Pueden ser puestas en marcha rápidamente, operan a

presiones mayores a 300 psi, pero son de mayor tamaño, peso y costo, además deben ser alimentadas con agua de gran pureza. De acuerdo con la presión se pueden subdividir en calderas de baja presión (0-300 psig), media presión (300-900 psig) y alta presión (900-2200 psig).

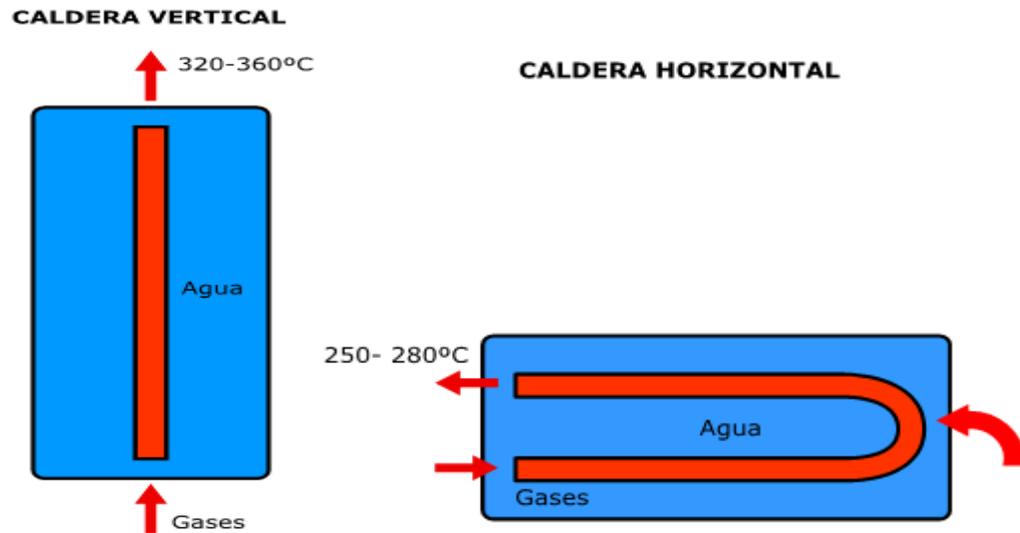


Fuente de la figura: <http://www.si3ea.gov.co>

3.2.2. Por su configuración

De acuerdo con la forma en que estén dispuestas se clasifican en Verticales y Horizontales (Ver Figura 7). Generalmente las calderas verticales presentan eficiencias menores a las de configuración horizontal, debido a que la temperatura de los gases es alta.

Figura 7. Calderas verticales y horizontales.



Fuente de la figura: <http://www.si3ea.gov.co>

3.2.3. Por el tipo de combustible

De acuerdo con el tipo de combustible las calderas se clasifican en: las que utilizan combustibles sólidos (Ver Figura 8), como carbón, bagazo o material vegetal. Estas son complejas de operar por la forma de alimentar el carbón, generan cenizas y suciedad y son de difícil control de la combustión. Su principal ventaja es que los combustibles son de bajo precio o en algunos casos gratis, por tratarse de subproductos de un proceso como por ejemplo el bagazo de caña de azúcar en la industria azucarera.

Las de combustible líquido (Ver

Figura 9) utilizan crudos livianos o pesados que deben ser atomizados para facilitar la mezcla con el aire al momento de darse la combustión. Algunos deben ser precalentados para mantener el punto de fluidez y permitir que sean trasegables,

es decir, que el combustible pueda ser bombeado del lugar de almacenamiento al quemador.

Figura 8. Caldera combustible sólido.



Fuente de la figura: <http://www.si3ea.gov.co>

Figura 9. Caldera combustible líquido.



Fuente de la figura: <http://www.si3ea.gov.co>

Las calderas de combustible gaseoso (Ver Figura 10) como gas natural son de fácil control de combustión y requieren menos frecuencia de mantenimiento, pero generalmente son más costosas de operar por el costo del combustible, además requieren mayores cuidados por tratarse de combustibles bastante explosivos. Su transporte se realiza por la propia presión del sistema lo que evita la presencia de piezas o elementos en movimiento.

Figura 10. Caldera a gas.



Fuente de la figura: <http://www.si3ea.gov.co>

3.2.4. Por el tiro

De acuerdo con la forma como ingresa el aire de combustión y la salida de los gases a las calderas se clasifican en las de tiro natural (Ver Figura 11), en las que la entrada y salida del aire de combustión y los gases no son asistidas por ventiladores, sino que el flujo de ellos se da por circulación natural debido a la diferencia de densidad de estos fluidos. Las presurizadas (Ver Figura 12), son aquellas que tienen un ventilador de tiro forzado para inyectar el aire de combustión al hogar, pero los gases producto de la combustión salen por la presión generada en el hogar. Las de tiro equilibrado (Ver Figura 13) son aquellas que tienen un ventilador de tiro forzado que inyecta aire de combustión y

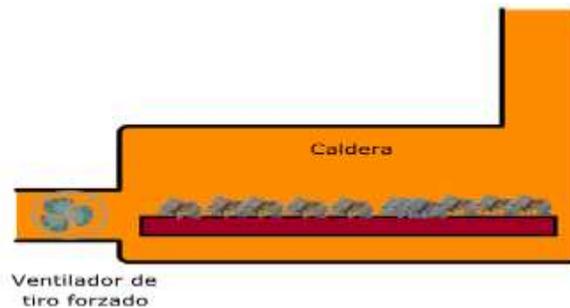
un ventilador de tiro inducido que extrae los gases de combustión de la cámara, manteniendo la presión del hogar ligeramente negativa (presión de succión).

Figura 11. Caldera tiro natural.



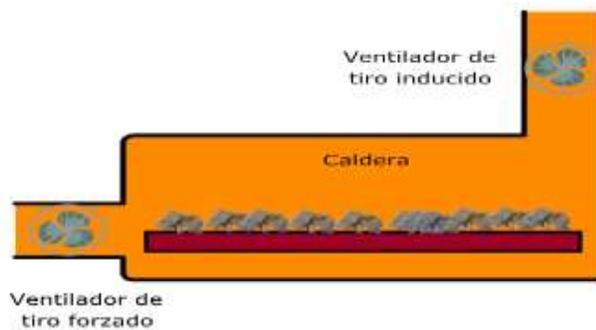
Fuente de la figura: <http://www.si3ea.gov.co>

Figura 12. Caldera presurizada.



Fuente de la figura: <http://www.si3ea.gov.co>

Figura 13. Caldera tiro equilibrado.



Fuente de la Ilustración: <http://www.si3ea.gov.co>

3.2.5. Por el modo de gobernar la operación

De acuerdo con el tipo de control y la manera como se suministra el combustible las calderas pueden ser de tipo manual, semiautomático y automático:

- En las de tipo manual, el control sobre la combustión es casi nulo y generalmente presentan baja eficiencia térmica, y su costo inicial es bajo. Requieren asistencia de operarios.
- Las de tipo semiautomático, presentan mejor eficiencia térmica que las manuales, pero requieren una mayor inversión inicial. Requieren asistencia de operarios.
- Las de tipo automática, en operación normal (variables de presión (415 psig); temperatura (750 – 830 °F) sin grandes variaciones de producción), no requieren de la asistencia de operarios.

3.3. CALDERAS GERENCIA REFINERIA BARRANCABERMEJA - GRB

La generación de vapor es un proceso de conversión de agua a vapor que utiliza la quema de un combustible y la transferencia de calor. Es en las calderas donde el vapor se transforma en la energía eléctrica con la que trabajan todas las plantas del complejo petrolero.

En la gerencia refinera de Barrancabermeja existen 19 calderas, ubicadas en la Planta de Central del Norte, la Planta de Balance, Distral, Foster y Nuevas. Entre todas generan el vapor suficiente para el funcionamiento de las casi 50 plantas de la refinera, un promedio de tres millones de libras de vapor al día.

En la planta de Central del Norte, lugar donde opera la caldera B-2404 analizada en esta monografía, se controlan en total cinco calderas (B-2401, B-2402, B-2403, B-2404 y B-2405). Estos mecanismos logran producir un millón doscientas mil libras de vapor, a máxima carga. Es decir, casi la mitad de lo que necesita la

refinería para funcionar. El otro porcentaje lo proveen las calderas de Balance, Distral, Foster y Nuevas. (Ver figura 14).

Figura 14. Costado sur de la B-2404, Refinería Barrancabermeja



Fuente de la figura: Ecopetrol S.A.

3.4. FUNCIONAMIENTO DE LA CALDERA B-2404

3.4.1. Caldera de generación de vapor B-2404

Teniendo en cuenta la descripción de calderas realizada en el ítem 3.2, se puede especificar las características de la caldera B-2404 de la planta de Central del Norte. Esta es una caldera acuotubular, vertical y horizontal, con ventilador de tiro forzado (presurizada), actualmente es automática y en ella se utilizan cuatro tipos de combustibles: gas combustible de refinería, gas natural, combustóleo y GLP como alternos, es decir, que es caldera de combustible líquido y gaseoso.

3.4.2. Como se genera vapor en la caldera

La combustión se genera en los quemadores dentro de la caldera mediante el suministro de combustible y aire.

El agua desaireada entra en la caldera al tambor de vapor e inicia una circulación natural por diferencias de densidades en donde el agua en el tambor de vapor pasa al tambor de lodos a través de una tubería (tubos bajantes o tubos de agua) que los conecta. Del tambor de lodos salen dos cabezales laterales a partir de los cuales se conforman las paredes laterales del hogar de la caldera.

Otras tuberías salen directamente del tambor de lodos formando la pared de pantalla, pared de quemadores, piso del hogar y ático (tubos elevadores o generadores de vapor) que, en conjunto, forman el hogar de la caldera. Los tubos generadores son calentados principalmente por la radiación que produce la llama del combustible en el hogar, haciendo que en su interior se genere vapor húmedo. El vapor producido pasa a través de paneles secadores ubicados en la parte superior del interior del tambor de vapor para obtener un vapor saturado. Finalmente, el vapor pasa por los tubos del súper calentador a fin de aumentar su temperatura al aprovechar la energía de los gases de combustión en la zona de convección de la caldera. El vapor seco sobrecalentado sale de la caldera hacia el cabezal de vapor de 400 psig.

El vapor producido en las calderas central norte se envía al cabezal de 400 psig para ser distribuido a los usuarios a lo largo de las unidades de la refinería por tuberías que conforman el cabezal de vapor de alta presión. Este vapor es usado para mover: turbogeneradores (maquinaria usada para generar la corriente eléctrica para la refinería) y turbinas (maquinaria usada para mover bombas de carga) de la unidad y otras unidades de proceso de la refinería.

4. SISTEMA NEUMÁTICO DE LA CALDERA B-2404

4.1. DISPOSITIVOS DE PERMISO Y DE DISPARO DE LA CALDERA DE GENERACIÓN DE VAPOR B-2404

4.1.1. Purgue Air Flow - PAF

Es un bloqueo de permiso que nos impide iniciar el proceso de purga sin haber puesto antes un flujo de aire suficiente para realizar un buen purgado en la caldera. El PAF es en realidad un switch que recibe una señal neumática de una celda transmisora ubicada afuera del cuarto de control.

4.1.2. Minimun Air Flow - MAF

Es un bloqueo de disparo que actúa cuando se alcanza una condición de mínimo flujo de aire a la caldera por debajo del cual se crea riesgo inminente de formación de una mezcla explosiva, por no haber aire suficiente para una combustión normal.

Este corte consta de un switch que es activado por la señal de una celda transmisora, la señal de la celda se obtiene por medición del flujo de aire en la succión del ventilador. El switch, que en operación normal está cerrado, abre cuando la señal de flujo descende a 20% o menos del rango de medición de la celda.

Al abrirse el switch actúa sobre el programador desenergizando las válvulas principales de combustibles y de cada quemador. (Ver figura 15).

Figura 15. Controlador neumático de la B-2404, Refinería Barrancabermeja.



Fuente de la figura: Ecopetrol S.A.

4.1.3. Low Gas Pressure - LGP

Cuando la presión de gas a quemadores es muy baja, la llama se torna pulsante, y se puede dar que el gas no se mezcle completamente con el aire y que no se queme, lo cual forma una mezcla explosiva. Para evitar esta situación, existe un corte por baja presión de gas, que es un switch ubicado en la línea de gas a quemadores y que se abre cuando la presión desciende a 2.5 psig disparando las válvulas principal y de quemadores de gas.

4.2. PROCESO DE PUESTA EN SERVICIO DE LA CALDERA

4.2.1. Purga

El objetivo de la purga es desalojar de la caldera cualquier remanente de gas o gases que por cualquier razón pudiera existir en el hogar o en los pasos de aire o gases de combustión. Está controlado por un relé, el cual solo da inicio al ciclo cuando se cumplan las siguientes condiciones, las que son detectadas por sus respectivos dispositivos de bloqueo:

- Suministro de AC y DC al programador (Energizarlo).
- Flujo de aire de purga.
- Válvulas principales eléctricas de combustibles cerradas.
- Válvulas eléctricas de quemadores cerradas.
- Válvulas de ½ vuelta de quemadores cerradas.
- Nivel normal en el tambor de vapor.

Para iniciar el ciclo se pulsa el push botton de purga y el relé empieza el conteo, al mismo tiempo se enciende una lámpara que indica que la purga está en progreso. Finalizado el tiempo del relé, se apaga esa lámpara y se enciende la que indica

que el ciclo de purga se ha cumplido y se puede proceder a intentar el encendido de pilotos. Ver figura donde se maneja la operación del sistema.

Figura 16. Antiguo tablero de control neumático de la Central del Norte, Refinería Barrancabermeja.



Fuente de la figura: Ecopetrol S.A.

4.2.2. Encendido de pilotos

La operación de encendido de pilotos es similar en todas las áreas por lo que el procedimiento descrito aquí es aplicable en cualquier unidad.

- Se debe tener disponibilidad de gas a pilotos.
- Finalizando el ciclo de purga, cierre el FIC de aire hasta tener más o menos 3" en la descarga del ventilador. Conserve las demás condiciones exigidas para la purga.
- Seleccione en el tablero el quemador cuyo piloto va a encender.
- Cierre los registros de los quemadores y mantenga abierto solamente el correspondiente al piloto que va a encender. Si la presión de aire es demasiada y dificulta el encendido, se puede restringir el registro.

- Revise el piloto, válvulas de 1/2 vuelta en la línea de gas, conexiones de bujía, etc.
- Ponga en servicio el PIC de gas a pilotos, controlando una presión adecuada. - ± 10 psig - . Alta o baja presión pueden dificultar el encendido.
- Dele encendido al piloto seleccionado, el swich se halla en el tablero de control.

5. SISTEMA AUTOMATIZADO DE LA CALDERA B-2404

Las calderas de la unidad U-2400 cuenta con un sistema de control distribuido DCS marca Honeywell referencia Experion versión R100; este sistema está compuesto por una red de datos cliente servidor y dos redes de comunicación independientes pero comunicadas por el servidor (red de control “Controlnet” y red de supervisión “FTE”) que sirven como interfase.

La red de control “controlnet” contiene los procesadores de control los cuales almacenan la estrategia de control y el hardware necesario para conectarse con las señales provenientes de campo; mientras que la red de supervisión es una red ethernet tolerante a fallas “FTE” es la interfase hombre máquina “HMI”.

Para dar disponibilidad al sistema de control distribuido el hardware es redundante a nivel de red de control, red de supervisión, servidor, procesadores y pantallas de visualización para la operación.

El sistema de la unidad U-2400 fue adquirido inicialmente para controlar y monitorear cinco calderas (SB-2401/02/003/04/05), bombas de agua de alimentación a calderas (SP2421A/B/C/D, SP-2422 A/B/C, los desairadores DH-2421/22, drum de gas D-2421 y cabezales de vapor 400 psi, 150, psi, Así como realizar la visualización y monitoreo del sistema de deshollinado, sistema de lubricación de turbinas y gobernadores de velocidad de los ventiladores de tres calderas (UF-2401/03/05).

Sin embargo a partir del proyecto de centralización del cuarto de control se hace necesario tener integrado todos los sistemas incluidos en la unidad U-2400, como son las torres enfriadoras, unidad de combustóleo, sistemas de aire y cabezales de degradación y venteos de vapor. La licencia adquirida tiene disponibilidad de 1050 puntos para puntos de proceso, 1050 puntos de scada.

Figura 17. Nuevo sistema de control automático de la Central del Norte, Refinería Barrancabermeja



Fuente de la figura: Ecopetrol S.A.

5.1. CONTROL AUTOMÁTICO DE PROCESOS

5.1.1. Objetivo del control automático de procesos

Es mantener estable el valor de una variable (controlada) sujeta a perturbaciones del proceso (variables de carga), modificando otra u otras variables (manipuladas).

5.1.2. Razones para hacer control automático de procesos

Garantizar la estabilidad operacional de un proceso, en términos de:

- Calidad (composición, pureza, color, tamaño, etc.)
- Volumen (mantener niveles de carga, obtener rendimientos esperados o cumplir compromisos de producción)
- Seguridad (protección de personas y equipos).

5.2. SISTEMA DE CONTROL DE COMBUSTION DE LA CALDERA B-2404

5.2.1. Transmisor de presión de vapor

El transmisor de presión de vapor produce una señal neumática proporcional a la presión inicial de vapor y la transmite al control máster principal. El máster principal compara esta señal con el valor del set point y produce una señal nueva, alimentando al máster individual de cada una de las calderas.

El transmisor de presión de vapor **PT-24123** (variable de proceso PV), ubicado en el cabezal de presión, envía una señal de 4-20 mA proporcional a la presión de vapor al controlador Máster Principal **PIC-24123**, el controlador compara esta señal con el Set Point o punto de ajuste dado por el operador (SP = 410 PSI) y de

acuerdo a la desviación de la variable de proceso PV con respecto al SP (SP-PV) envía su salida OP como variable de proceso PV al Máster Individual **HIC-24001**.

La acción de PIC-24123 es inversa, si baja la presión en el cabezal (aumento en los consumos de vapor) del SP, la salida del controlador aumenta, produciendo un aumento en los flujos de Aire y de Combustibles en las calderas, y ante un aumento de presión en el cabezal (disminución en los consumos de vapor), la salida del controlador disminuye, disminuyendo los flujos de Aire y de Combustibles. El modo de operación del controlador en operación normal es **AUTO**. A continuación se muestra en la ilustración una válvula especializada para regular la combustión y el sistema de control electrónico de quemadores:

Figura 18. Válvula de shutdown de combustible, Refinería Barrancabermeja



Fuente de la figura: Ecopetrol S.A.

Figura 19. Sistema de control electrónico de quemadores, Refinería Barrancabermeja



Fuente de la figura: Ecopetrol S.A.

5.2.2. Estación máster individual de la caldera

La estación Bias del máster individual de la caldera hace las veces de repetidor de la señal del máster principal, cuando es controlada una sola caldera. Con más de una caldera sirve como estación donde los máster individuales se pueden sumar a una señal para el balance de carga de la caldera. Sin embargo, cualquiera de las estaciones puede ser operada manualmente para proveer la señal demandada por la caldera individualmente. La salida del máster individual es transmitida a los selectores de alta y baja señal.

El Máster Individual o Estación BIAS, recibe la salida del Máster Principal como variable de proceso PV, y su salida OP depende del parámetro BIAS. A través de este parámetro BIAS el operador puede sumar o restar un valor a la señal de entrada PV.

$$\mathbf{OP = PV +/- BIAS} \quad \text{Ecuación 1}$$

OP= Señal de salida.

PV= Variable de proceso.

BIAS= Valor numérico agregado para modificar la señal de salida (su acción es inversa)

Con esta operación, el operador distribuye las cargas entre las calderas en un sistema de operación en paralelo comandado por un Máster principal.

Si el parámetro BIAS es igual a cero, la salida OP es igual a la señal de entrada PV, en un sistema en paralelo si el BIAS es igual a cero en cada una de las estaciones bias de las calderas, quiere decir que todas las calderas trabajaran a cargas iguales, considerando que en el sistema todas las caldera son de igual capacidad y de similares condiciones de eficiencia.

El modo normal de operación de la estación es **CAS**.

En un sistema de calderas en paralelo el operador podrá variar la carga en una de las calderas de la siguiente manera:

1. Hacer clic en la caja MASTER INDIVIDUAL del grafico Caldera B-2401, aparece el cuadro de control para la estación BIAS.
2. Comparar el valor de la PV (salida del Máster Principal) con la salida de la estación bias OP.
3. Colocar la estación BIAS en modo manual, MAN.

4. Estar seguro de la operación a realizar, aumentar o disminuir carga, y de acuerdo a esto ajustar el valor BIAS y ENTER, valores positivos para aumentar carga y valores negativos para bajar carga.
5. una vez realizado el cambio del BIAS, llevar la estación a modo cascada CAS, la estación automáticamente llevara en forma de rampa la salida OP al valor deseado.

En modo manual MAN, la estación BIAS no responde a la orden dada por el Máster Principal, esto quiere decir que ante una perturbación en el cabezal de presión, la caldera correspondiente a dicha estación, seguirá trabajando con los mismo flujos de aire y de combustibles, por lo tanto en operación normal el modo de operación de la estación es **CAS**.

El Máster Individual envía su salida a los selectores de Alta y Baja.

El selector de Alta, selecciona señal mayor entre la salida del Máster Individual y la salida del bloque de cálculo que realiza la suma total de combustibles, su función ante un aumento de carga es aumentar primero el flujo de aire antes de aumentar combustible en la caldera.

El selector de baja, selecciona la menor señal entre la salida del Máster Individual y la señal de flujo de aire, su función ante una disminución de carga es bajar primero combustibles antes de bajar el flujo de aire.

De esta manera el objeto de estas funciones en la estrategia de control de combustión es mantener una operación segura evitando tener deficiencias de aire en la cámara de combustión.

La salida del selector de alta es enviada como Set Point remoto al controlador de flujo de aire FIC-24005, el controlador compara esta señal, con la señal que recibe del bloque de calculo que realiza la corrección por oxígeno, y de acuerdo con una desviación, el controlador envía su salida para variar la posición del damper. Estos dispositivos son comandados por la salida del controlador FIC-24005 en paralelo de la siguiente manera:

SALIDA FIC-24005	POSICION DAMPER	VELOCIDAD MOTOR
%	%	rpm
0	0	1800
25	50	1800
50	100	1800
75	100	1800
100	100	1800

La corrección por oxígeno se realiza en un bloque de cálculo que recibe la señal de flujo de aire y la multiplica por un factor entre 0.8 y 1.2 utilizando la salida del controlador de oxígeno AIC-24001.

Cuando la salida del controlador AIC-24001 OP es igual al 50% la corrección es multiplicar el flujo de aire por 1.0, cuando la salida es igual a 100% la corrección es multiplicar el flujo de aire por 1.2, cuando la salida es igual a 0% la corrección es multiplicar el flujo de aire por 0.8.

El controlador de oxígeno AIC-24001 recibe la variable de proceso PV del analizador de oxígeno AT-24001 y la compara con un Set Point remoto y de acuerdo a una desviación entre estas dos señales varía su salida OP para realizar el ajuste fino variando la señal de flujo de aire que llega al controlador de flujo de aire FIC-24005, de acuerdo a la corrección arriba mencionada.

El controlador varía su salida multiplicando la señal de flujo de aire entre 0.8 y 1.2 hasta llevar el contenido de oxígeno a su Set Point, y así mantener la relación Aire-Combustible a las condiciones deseadas de combustión.

El Set Point del AIC-24001 lo recibe de una función Fx, esta función es una relación del comportamiento del oxígeno con respecto a la variable flujo de vapor FT-24011, función que se obtiene experimentalmente a diferentes cargas de la caldera.

El modo normal de operación del AIC-24001 es **CAS**, para situaciones en donde no se tiene la señal del analizador bien sea por falla o mantenimiento del equipo, el operador debe colocar el controlador AIC-24001 en modo **MAN**, y su salida al 50%, en este modo el operador también podrá variar la salida para realizar pequeños ajustes a la relación aire-combustible.

La acción de controlador es directa, ante una caída del porcentaje del oxígeno, la salida del controlador disminuye, haciendo que disminuya la señal de flujo de aire que llega al controlador de aire FIC-24005, el controlador al detectar una variación de la variable de proceso PV con su Set Point aumenta su salida para aumentar la posición del damper.

La salida del selector de baja llega a un bloque de cálculo, cuya función es realizar la relación de GAS/ACEITE a quemar, con esta relación se calculan los flujos de gas y aceite que van a ser los Set Point remotos a los controladores FIC-24001 y FIC-24002 respectivamente.

Esta relación es determinada automáticamente por el sistema teniendo en cuenta el número de quemadores de gas y el número de quemadores de aceite que están en servicio.

Los controladores de combustibles reciben estos Set Points remotos y los compara con las señales de medida de flujo de los transmisores FT-24001 y FT-24002 y de acuerdo a esta diferencia toma la acción de abrir o cerrar las válvulas. El modo normal de operación de estos controladores es **CAS**

5.2.3. Selector de baja señal¹

El selector de baja señal tiene dos entradas, el controlador máster individual de la caldera y el transmisor de flujo de aire y aunque el selector de baja señal selecciona y transmite la menor de las señales, la salida del selector de baja que alimenta y determina el set point del controlador de flujo de combustible, nunca puede ser más alta que la señal proporcional del flujo de aire.

¹ En la parte posterior del tablero está indicado como selector aire-vapor.

5.2.4. Selector de alta señal²

El selector de alta señal tiene dos entradas, el controlador máster individual de la caldera y el controlador de flujo de combustible y aunque el selector de alta señal, selecciona y transmite la mayor de las señales, la salida del selector de alta que alimenta y determina el set point del controlador de flujo de aire, nunca puede ser menor que la señal proporcional del flujo de combustible.

La acción de los selectores de alta y baja señal, impiden una deficiencia de aire en la cámara de combustión. El sistema de control de combustión prevee las deficiencias de aire de la siguiente manera:

- Aumentando el flujo de aire antes que el flujo de combustible cuando la carga aumenta.
- Disminuyendo el flujo de combustible antes que el flujo de aire cuando la carga disminuye.
- Detectando una falla de aire y cortando el combustible lo antes posible.

5.2.5. Transmisor de flujo de aceite combustible

El transmisor de flujo de aceite combustible produce una señal proporcional al cuadrado de la velocidad del flujo de aceite, la registra y transmite a un extractor de raíz cuadrada; la salida de este entra a un selector de alta³, que envía una señal a una válvula de tres vías⁴, para dar paso a la sumadora de combustibles, de la cual sale como resultante una variable que entra al controlador de combustibles (totalizadora). El set point de la totalizadora es la salida del selector de baja y la salida de la totalizadora va como señal al controlador de aceite. El

² En la parte posterior del tablero está indicado como selector vapor-combustible.

³ Este selector escoge la señal más alta entre la señal cuadrática y el bypass de la señal lineal. Se utiliza cuando la salida del extractor de raíz cuadrada sea menor que la señal cuadrática.

⁴ Esta válvula de tres vías que tiene adaptada una solenoide, recibe señal de la válvula principal de aceite (maxon). Se utiliza como seguridad para evitar variaciones en la sumadora de combustibles cuando no hay consumo de aceite, cortando la señal del selector y dando paso a una señal constante de 3 psig.

Bias del controlador de aceite repite la señal de la salida de la totalizadora y la envía a la válvula de control de flujo de aceite.

5.2.6. Transmisor de flujo de gas

El transmisor de flujo de gas produce una señal neumática proporcional al cuadrado de la velocidad del flujo de gas, la registra y transmite a un extractor de raíz cuadrada. La salida de este es comparada con el bypass en un selector de alta⁵ y sale como señal a la sumadora de combustible. La resultante de la sumadora sale como variable a la totalizadora de combustible y al selector de alta. La salida de la totalizadora va a un selector de baja, que compara la señal con la señal del controlador limitador de gas.

5.2.7. Transmisor de presión de gas

El transmisor de presión de gas produce una señal neumática proporcional a la presión inicial de gas, la transmite al registrador y al controlador limitador de gas. Este compara esta señal con el valor fijado de set point y produce una señal que envía al selector de baja del limitador de gas de las calderas.

El selector de baja compara esta señal con la salida de la totalizadora de combustible y envía una señal al controlador de gas. El Bias del controlador de gas repite esta señal y la transmite a la válvula de control de flujo de gas.

5.2.8. Presión mínima de gas

⁵ Este selector escoge la señal más alta entre la señal cuadrática y el bypass de la señal lineal. Se utiliza cuando la salida del extractor de raíz cuadrada sea menor que la señal cuadrática.

Un controlador proporcional y un selector de baja señal garantizan que como resultado de una posible baja en la presión del gas, el controlador mantendrá el flujo de gas requerido. El controlador de presión del gas se fija manualmente a la mínima presión de trabajo (30 psig).

La mínima o baja presión de gas es señalada en una alarma y a la vez es controlada por el controlador de presión de gas. El flujo de gas sobre la mínima presión de trabajo es controlado por el controlador totalizador de combustible.

5.2.9. Válvula bypass para combustibles⁶

Las válvulas by-pass ajustables controlan la mínima presión de aceite y gas. Estas válvulas son fijadas en el campo para bypass del flujo de aceite principal y control de la válvula de flujo de gas.

Tabla 1. Datos de calibración válvula bypass.

	PC ACEITE	PC GAS
CALIBRACION (Psig)	60	7 - 9

Fuente de la tabla: Registro operacional central Norte Ecopetrol.

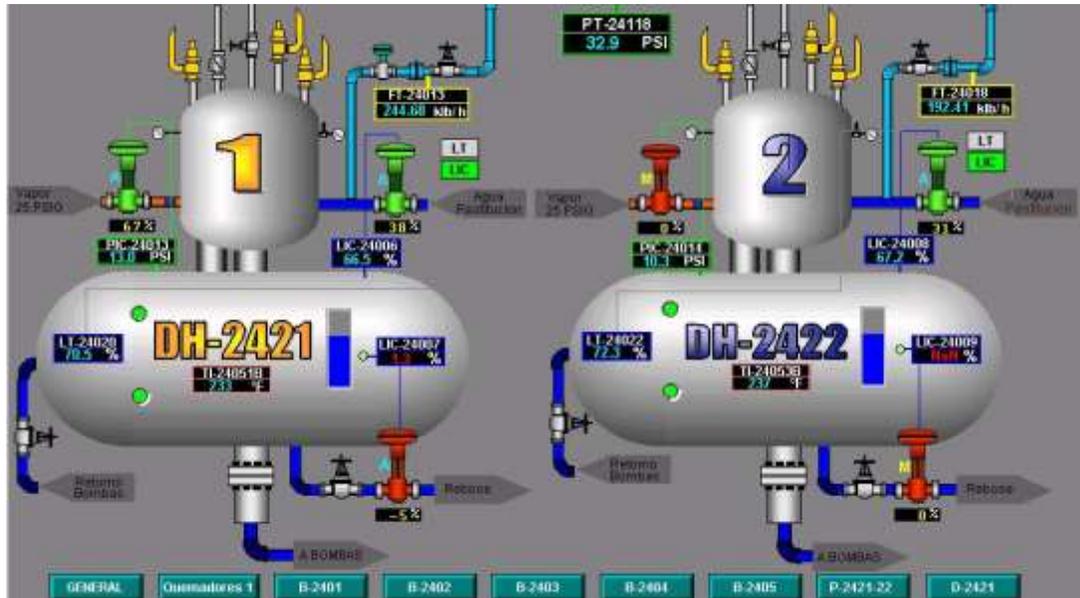
5.2.10. Transmisor de flujo de aire

El transmisor de flujo de aire produce una señal proporcional al cuadrado del flujo del aire y la transmite al extractor de raíz cuadrada. La salida del extractor va a un

⁶ Se utilizan como protección por falla en las válvulas de control de combustibles, pero no hacen parte del sistema de control de combustión.

registrador y al relacionador de aire⁷. Del relacionador sale una señal a la relacionadora aire-oxígeno⁸, de este sale como variable al controlador de flujo de aire y al selector de baja señal.

Figura 20. Sistema de desaireadores calderas central norte.



Fuente de la figura: Sistema de supervisión Experion. Ecopetrol S.A.

5.2.11. Controlador de flujo de aire

El controlador de flujo de aire compara la variable de la relacionadora aire-oxígeno, con el set point⁹ y produce una señal que va al servomotor que acciona los damper y al gobernador de la turbina del ventilador, por medio de una válvula de tres vías que puede ser accionada manualmente desde el patio, ésta a su vez transmite la señal a la válvula de retorno de aceite.

5.2.12. Porcentaje de oxígeno

⁷ El cual tiene una entrada como bypass (ratio), que sirve para variar la señal de salida a la computadora.

⁸ Compara la señal del relacionador con la salida del controlador de oxígeno.

⁹ Salida del selector de alta.

La señal electrónica de oxígeno es transmitida a través de una sonda a un registrador electrónico, de allí entra a un convertidor¹⁰, la salida del convertidor es registrada y transmitida a un selector de baja¹¹, que compara esta señal con una señal de un regulador de aire (calibrado a 9 psig), transmitiendo la señal más baja al controlador de oxígeno, el cual la compara con el set point y produce una variable que va a la relacionadora aire-oxígeno y la relacionadora vapor-oxígeno.

5.2.13. Relacionadora vapor-oxígeno

La relacionadora vapor-oxígeno compara la señal del controlador de oxígeno y del transmisor de flujo de vapor, para dar como resultante el set point del controlador de oxígeno en un sistema de retroalimentación.

5.2.14. Sistema de control de nivel del tambor de vapor

El sistema de control de nivel del tambor de vapor consta de tres elementos:

- El nivel del tambor.
- El flujo de vapor.
- El flujo de agua de alimentación.

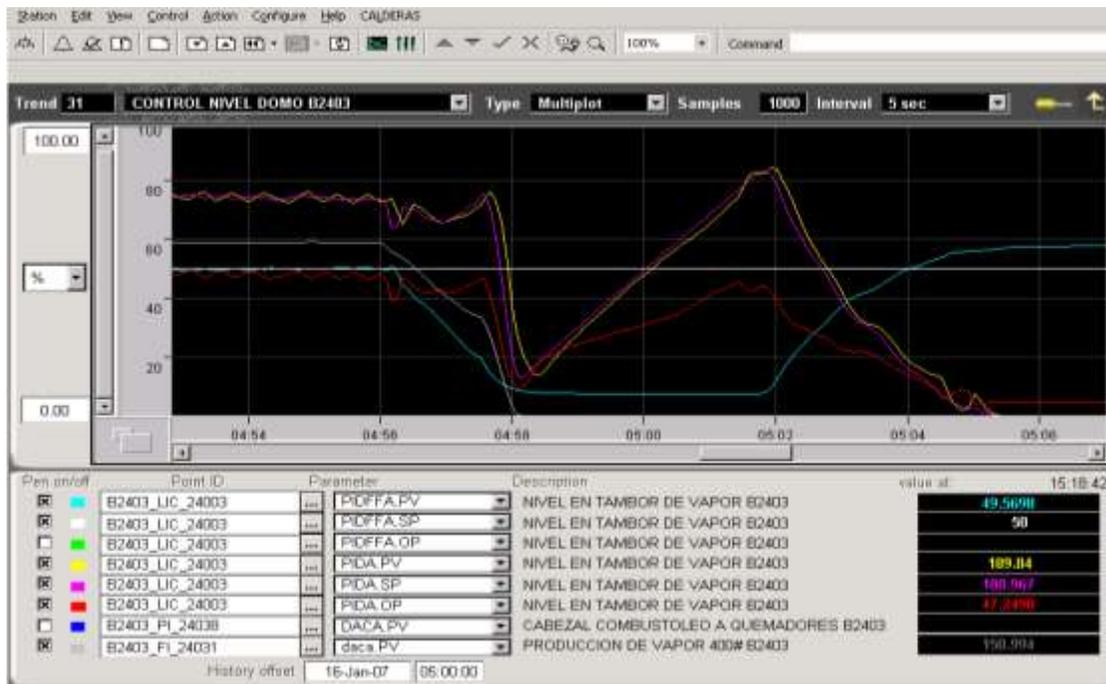
Está constituido de dos controladores y un relevador sumador que reciben señales de tres transmisores que miden el flujo de vapor, el nivel de agua en el TV y el flujo de agua.

El relevador y los controladores están comunicados de tal manera que el nivel de agua en el tambor de vapor es conservado en un valor determinado, como una función del flujo de vapor, manteniendo por consiguiente el equilibrio de agua en el tambor.

¹⁰ Cambia la señal de electrónica a neumática.

¹¹ Se utiliza en caso de falla de señal electrónica, la cual puede llegar a su tope máximo.

Figura 21. Tendencia para monitoreo del nivel de las calderas en central del norte.



Fuente de la figura: Sistema de supervisión Experion. Ecopetrol S.A.

El sistema de control de nivel del domo de la caldera consta de tres elementos, el controlador de nivel LIC-24001, el controlador de flujo de agua de alimentación FIC-24004 y la señal del flujo de vapor FT-24011.

El controlador LIC-24001 recibe la señal de nivel del transmisor LT-24001 y la compara con su Set Point o punto de ajuste dado por el operador (SP = 50%) y de acuerdo a una desviación varía su salida a un bloque de cálculo. Este bloque de cálculo suma la salida del LIC-24001 con la señal de flujo de vapor FT-24011, la señal de flujo de vapor es una señal Feedforward, anticipándose a los cambios de nivel por variaciones en la carga, y manteniendo por consiguiente el balance de masa en la caldera.

La salida de este bloque de cálculo es el Set Point remoto del controlador flujo de agua alimentación FIC-24004, este controlador compara el Set Point con la señal

del medidor de agua de alimentación FT-24004 y de acuerdo a una desviación varia la apertura de la válvula.

El modo de operación normal del LIC-24001 es **AUTO**.

El modo de operación normal del FIC-24004 es **CAS**

5.2.15. Medidor de flujo de vapor

El medidor de flujo de vapor transmite una señal cuadrática a un registrador y a un extractor de raíz cuadrada, pasando luego como señal lineal al relevador sumador y a la relacionadora vapor-oxígeno.

5.2.16. Medidor de nivel del tambor de vapor

El medidor de nivel del tambor de vapor transmite una señal lineal al registrador, las alarmas y cortes por alto y bajo nivel y al controlador de nivel, proporcional al porcentaje de nivel existente en el tambor de vapor.

5.2.17. Controlador de nivel

El controlador de nivel compara esta señal, con su punto de ajuste y produce una señal resultante que pasa al relevador sumador. El relevador sumador entonces, combina esta señal con la de flujo de vapor y produce una salida que conserva una relación matemática entre el flujo de vapor y el nivel de agua del tambor de vapor. Además esta salida alimenta y determina el punto de ajuste del sistema de control de agua de alimentación.

5.2.18. Medidor de flujo de agua de alimentación

El medidor de flujo de agua de alimentación transmite una señal cuadrática a un registrador y a un extractor de raíz cuadrada, pasando luego, como señal lineal al controlador de agua de alimentación.

5.2.19. Controlador de agua de alimentación

El controlador de agua de alimentación compara esta señal con la señal de salida del relevador sumador y produce una señal de corrección para ajustar la válvula de control de agua de alimentación. Así el control del flujo de agua de alimentación es una función del flujo de vapor por cambios en el nivel de agua en el tambor principal.

6. SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO EXPERION PKS.

El EXPERION PKS (Process Knowledge System) de HONEYWELL, es el sistema de control de la caldera B-2404. Es un administrador sofisticado de variables de proceso SCADA y es una muy buena aplicación de control la cual tiene las siguientes características:

- Displays del sistema y datos de manera más comprensible.
- Permite controlar el sistema con apropiados comandos.
- Desarrolla automáticamente tareas predeterminadas.
- Notifica actividades como alarmas y eventos.
- Produce reportes entendibles.

6.1.ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE CALDERAS CENTRAL DEL NORTE.

La interconexión de los equipos se realiza por medio de dos redes que brindan seguridad y eficiencia a la hora de enviar paquetes de datos por ellas: la primera de estas es la controlnet, la cual se usa específicamente para el control de las variables de proceso y posee enrutamiento a los dos servidores. Esta red es redundante, es decir, se implementa con dos cables coaxiales que a su vez proporcionan continuidad en la comunicación en caso de falla de alguno de ellos.

Cabe denotar, que el EXPERION PKS de HONEYWELL, diferencia de manera tajante las redes utilizadas de control y las de supervisión, es decir, mientras la red controlnet funcione y los servidores estén en operación el control nunca se pierde, solo se pierde la visualización.

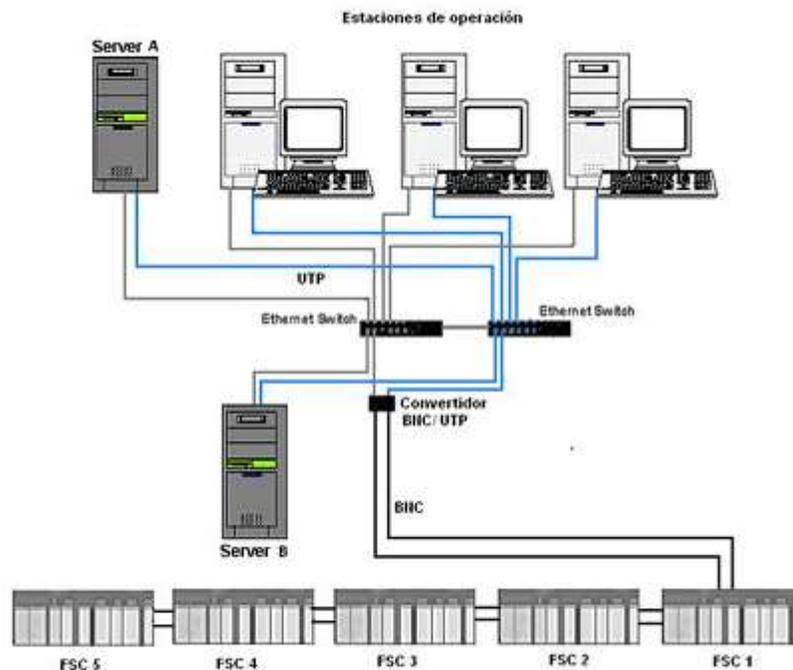
La otra red en cuestión es la FTE (Fault Tolerant Ethernet), la cual proporciona servicios de interconexión, visualización entre el FSC con las estaciones y los servidores. Esta red es propiedad de HONEYWELL y es redundante de igual manera para asegurar la efectividad de las comunicaciones.

Para hacer más eficiente la comunicación entre los dispositivos, se utiliza una pareja de switch marca Nortel Networks que a su vez brindan redundancia; ya que cada uno de los dos cables UTP que vienen de los servidores y estaciones se conectan a un switch diferente.

Para el caso específico de los sistemas FSCs, salen dos cables coaxiales hacia dos convertidores BNC-UTP, de los cuales salen dos cables UTP hacia cada switch.

Como conclusión a todo lo anterior, el sistema de supervisorio EXPERION PKS de HONEYWELL, brinda la mayor confiabilidad para su operación puesto que cuenta con un sistema de respaldo para cada uno de los componentes que competen al momento de realizar el control, evitar las fallas es imposible pero si disminuir las incidencia y esta es una manera muy eficiente.

Figura 22. Plano de la arquitectura del sistema.



Fuente de la figura: Documentación del sistema de supervisión. Ecopetrol S.A.

6.2. LA ESTACIÓN.

6.2.1. Introducción al manejo de la estación

Una estación es un set de paneles de control a través del cual se monitorea y se controla el sistema. La estación presenta información con una serie de displays. Cada displays muestra una información particular con elementos adecuados de control, tales como botones, flechas y barras.

Hay dos tipos básicos de displays:

- **System (sistema):** Son suministrados o vienen por defecto en el Experion PKS y muestran la información de manera estándar. Estos elementos consisten de listas de "electronic forms".

- **Custom (Personalizado):** Han sido creados específicamente para la operación de un proceso en particular, fácil de interpretar y controlar su actividad, dichos gráficos se obtienen haciendo uso de la herramienta DISPLAY BUILDER especial para construirlos.

6.2.2. Concepto de área

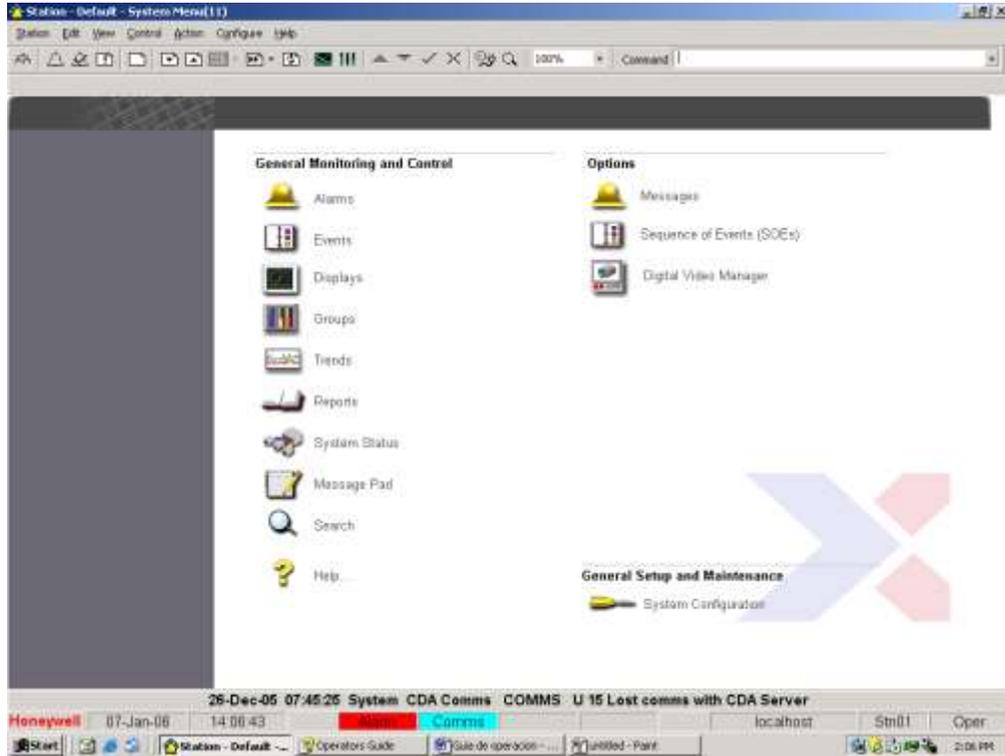
El sistema supervisor está diseñado para facilitar el control y emular en una pantalla el funcionamiento de la planta, como en toda planta existen zonas de diferentes tipos de acuerdo con la labor que se maneja en el mismo. Normalmente las plantas presentan asignaciones de área, la gente de producción no tiene la habilidad de interferir en el área de Tratamiento.

De la misma manera el sistema EXPERION PKS de HONEYWELL está dividido en áreas, otorgando diferentes privilegios y accesos a determinadas operaciones del sistema pueden estar restringidas por seguridad.

Un ejemplo claro, es el derecho otorgado solo de visualización para operadores en particular y otro caso explícito es la manipulación de Set-point de proceso el cual no se debe efectuar de manera deliberada sino debe ser realizada por un Ingeniero con criterio.

6.2.3. Estructura de estación

Figura 23. Estructura de la estación.



Fuente de la figura: Documentación del sistema de supervisión. Ecopetrol S.A.

Figura 24. Estructura de la estación.



Fuente de la figura: Documentación del sistema de supervisión. Ecopetrol S.A.

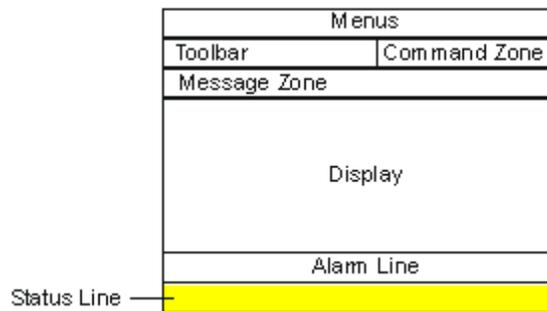
Tabla 2. Descripción partes de la estación.

Parte	Descripción
Menubar	Selecciona comandos de la estación en la misma forma que otras aplicaciones. Por ejemplo: Para llamar el Event Summary, select View > Events > Event Summary .
Toolbar	Provee acceso rápido a comandos requeridos frecuentemente.
Command Zone	Se introducen comandos que poseen una tarea determinada.
Message Zone	Se muestran mensajes del sistema. Por ejemplo: Si se llama a un display que no existe (tecleando xxxx), en la zona de mensajes aparece: "The display xxxx was not found". (El display no fue encontrado).
Display	Cada display es un panel de control para controlar y supervisar el sistema.
Alarm Line	Muestra el más reciente mensaje de alarma reconocida.
Status Line	Provee información del estado del sistema. Por ejemplo, si el color rojo del estado de alarmas esta fijo es porque todas las alarmas están reconocidas.

Fuente de la tabla: Documentación del sistema de supervisión. Ecopetrol S.A.

- **Status Line (Línea de estado)**

Figura 25. Línea de estado.



Fuente de la figura: Documentación del sistema de supervisión. Ecopetrol S.A.

En la Tabla 3 se describe cada campo en la línea de estado de izquierda a derecha:

Tabla 3. Descripción de la línea de estado.

Campo	Descripción
FECHA Y HORA	Muestra la fecha actual fijada en el servidor.
	<p>Indica el estado de alarmas del sistema:</p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Blank</i> (Trasparente): No hay alarmas. • <i>Flashing red</i> (Rojo intermitente): Al menos hay una alarma no reconocida. • <i>Red not flashing</i> (Rojo fijo): Al menos hay una alarma reconocida. No pueden haber alarmas no reconocidas. <p>Click en el botón para acceder al sumario de alarmas.</p>
	<p>Indica el estado de la comunicación entre el servidor y otros dispositivos (tales como canales y controladores):</p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Blank</i>. comunicacion normal. • <i>Flashing cyan</i>. Al menos hay una alarma de comunicación no reconocida. • <i>Cyan (not flashing)</i>. Al menos hay una alarma reconocida. No pueden haber alarmas no reconocidas. <p>Click en el botón para acceder a la información de las comunicaciones.</p>
	<p>Indica el estado de los mensajes del sistema:</p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Blank</i>. No hay mensajes. • <i>Flashing green</i>. Al menos hay un mensaje no reconocido. • <i>Green (not flashing)</i>. Al menos hay un mensaje reconocido. No pueden haber mensajes no reconocidos <p>Click en el botón para acceder al sumario de mensajes.</p>
Server ID	El nombre o número del servidor al cual la estación está conectada.
Station number	El número de la estación.
Security level	Nivel de seguridad.

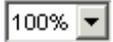
Fuente de la tabla: Documentación del sistema de supervisión. Ecopetrol S.A.

- **Toolbar (Barra de herramientas)**

Provee velocidad de acceso a displays y comandos requeridos (Ver Tabla 4). Por ejemplo, para llamar el menú del sistema simplemente se da click en el botón .

Tabla 4. Descripción de la barra de herramientas.

Boton	Descripcion
	System Menu. Llama al menú del sistema, el cual es un display especializado que provee acceso rápido a la mayoría de los displays del sistema.
	Alarm Summary. Llama el sumario de alarmas, el cual tiene una descripción en tiempo real de cada alarma del sistema.
	Acknowledge/Silence Alarm. Reconoce las más recientes o la alarma seleccionada.
	Associated Display. Llama al display gráfico donde está el objeto que presenta alarma o llama el display de detalle del objeto seleccionado.
	Callup Display. Llama un display específico. Hay que escribir el nombre o numero del display deseado.
	<p>Cuando se configure el sistema, se enlazan los displays en forma de cadena para rápido acceso a cada uno de ellos.</p> <p>Page Down. Llama al próximo display de la cadena.</p> <p>Page Up. Llama al display previo de la cadena.</p>
	<p>Navigate Back. Habilita displays previos llamados anteriormente.</p> <p>Navigate Forward. Si ya se ha devuelto a algún display se puede devolver rapidamente al que tenía antes.</p>
	Reload Page. Actualiza el display si se ha cambiado algo en la configuración del display.
	Trend. Llama a una especifica tendencia. Se debe entrar el nombre de la tendencia + enter.
	Group. Llama a un display de detalle del grupo en cuestión. Se debe entrar el nombre del grupo + enter.
	<p>Raise. Ajuste fino hacia arriba del valor de un parámetro.</p> <p>Lower. Ajuste fino hacia abajo del valor de un parámetro.</p>
	<p>Enter. Acepta el valor entrado nuevamente.</p> <p>Cancel. Cancela el valor nuevo entrado y retorna al valor original.</p>
	Enable/Disable. Habilita o deshabilita el punto asociado. Los puntos son deshabilitados cuando se hacen tareas de mantenimiento para prevenir alarmas generadas por dicho elemento.

Boton	Descripcion
	Detail/Search. Se desarrollan dos tareas dependiendo del contexto: <ul style="list-style-type: none"> • Muestra el detalle de un punto asociado a una alarma u objeto seleccionado. • Si no es seleccionado ningún objeto, al dar click en este botón aparece un display de búsqueda en donde se debe entrar el nombre del punto requerido.
	Zoom. Cambia el tamaño del display.
Command	Los comandos son escritos en este campo. También sirve para llamar gráficos rápidamente. La zona de comandos retiene una historia de los displays previamente seleccionados haciendo click en la flecha de la esquina. Se archivan hasta veinte displays diferentes. Se puede reescribir en cualquier punto seleccionado. Para llamar un display por nombre se escribe el dicho nombre; para llamar por número se escribe pag seguido del número del display deseado.

Fuente de la tabla: Documentación del sistema de supervisión. Ecopetrol S.A.

6.3. TIPOS DE DISPLAYS

Los displays de la estación es donde se supervisan y se controlan los procesos de la planta (Ver Tabla 5).

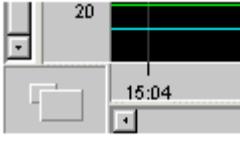
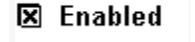
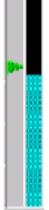
Tabla 5. Descripción de los tipos de Displays.

Tipo Display	Descripción
Detail	Provee información detallada de un punto en particular. Incluye valor actual, scanning, historia, etc.
Trend	Muestra gráficamente el valor sobre el tiempo de una o más variables.
Group	Muestra varios tipos de información de puntos relacionados en un solo display.
Summary	Informa en un display alarmas o eventos en forma de lista. Se puede hacer click en cada item de la lista para ver detalles relacionados.
Status	Información detallada del estado de los dispositivos del sistema, tales como controladores e impresoras.
Configuration	Solo se cambian en nivel de ingeniería. El operador solo puede visualizarlos.

Fuente de la tabla: Documentación del sistema de supervisión. Ecopetrol S.A.

6.3.1. Tipos de Display

Tabla 6. Descripción de los tipos de objetos del Displays.

Objeto Display	Descripción
	<p>Alfanumérico. Hay dos tipos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Solo Lectura. Muestra un valor numérico tal como una indicación de temperatura o un mensaje. • Entrada de datos. Se pueden editar valores como el set point.
	Button. Al dar click en el botón se desarrolla una tarea específica, como arrancar un motor o pasar a otro display.
	Chart. Muestra en tiempo real o un histórico de forma grafica varios tipos de información.
	Checkbox. Al dar click en el checkbox, aparece una "x" para indicar que la opción esta seleccionada. Al dar click nuevamente se deshabilita la opción.
	Indicador. Da un valor grafico de una variable teniendo en cuenta su rango de operación.
	Listado. Cuenta con una lista de opciones. Al dar click en el boton  se selecciona la opción deseada.

Fuente de la tabla: Documentación del sistema de supervisión. Ecopetrol S.A.

- **Tipos de puntos**

Tabla 7. Descripción de los tipos de puntos estándar.

Tipo Punto	Descripción
Accumulator	Representa el valor total. Por ejemplo, el volumen de agua que ha fluido dentro de un tanque.
Analog	Representa valores continuos. Por ejemplo, presión en una caldera.
CDA	Es un punto de un Experion PKS Hybrid Controller. Corresponde a una estrategia de control, que involucra integración con otros equipos tales como Rockwell, Allen Bradley.
Status	Representa entrada o salida digital. Por ejemplo, el estado on y off de una bomba.

Fuente de la tabla: Documentación del sistema de supervisión. Ecopetrol S.A.

- **Parámetros de los puntos**

Cada ítem de información acerca de un punto es un parámetro. A continuación se listan los principales:

Tabla 8. Descripción de los parámetros de los puntos.

Parametro	Descripción
PV (process variable)	Es el valor actual de la variable que se desea controlar.
SP (set point)	Solamente aplica para puntos análogos. El SP es el valor deseado del estado del punto. Por ejemplo, cambiando el set point de un punto que controle la temperatura dicha variable cambia inmediatamente hacia ese valor deseado.
OP (output value)	Solamente aplica para puntos análogos y de estado. La OP es la salida del punto y es la que se quiere que alcance el valor del SP.
MD (mode)	Solamente aplica para puntos análogos y de estado. El MD indica la manera con la cual el punto está siendo controlado. Por ejemplo, si se desea cambiar el SP, se necesita fijar el MD a manual. Si el MD esta en automático significa que el punto manejado por el controlador.

Fuente de la tabla: Documentación del sistema de supervisión. Ecopetrol S.A.

6.4.ALARMAS

Una alarma es generada cuando una situación anormal ocurre. Las alarmas son típicamente asociadas con puntos. Además pueden ser generadas cuando un evento importante ocurre, tal como una falla en las comunicaciones.

6.4.1. Alarm Summary

A continuación se describen los diferentes indicadores de alarmas que por defecto referente a las alarmas creadas por el campo. Cuando se deshabilita una función, el símbolo cambia a color gris. Estos colores de alarmas pueden ser personalizados si se desea.

Tabla 9. Indicadores de alarmas.

Item Alarma	Descripción	Deshabilitada
	<p>Rojo e intermitente: La alarma es de prioridad urgente, no está reconocida y la causa de la alarma todavía existe.</p> <p>Rojo y fija: La alarma es de prioridad urgente, ya está reconocida pero la causa de la alarma todavía existe.</p> <p>Color inverso e intermitente: La alarma es de prioridad urgente, no está reconocida y la causa de la alarma ya no existe.</p> <p>Color inverso y fijo: La alarma es de prioridad urgente, ya está reconocida y la causa de la alarma ya no existe.</p>	
	<p>Amarillo e intermitente: La alarma es de prioridad alta, no está reconocida y la causa de la alarma todavía existe.</p> <p>Amarillo y fija: La alarma es de prioridad alta, ya está reconocida pero la causa de la alarma todavía existe.</p> <p>Color inverso e intermitente: La alarma es de prioridad alta, no está reconocida y la causa de la alarma ya no existe.</p> <p>Color inverso y fijo: La alarma es de prioridad alta, ya está reconocida y la causa de la alarma ya no existe.</p>	
	<p>Azul marino e intermitente: La alarma es de prioridad baja, no está reconocida y la causa de la alarma todavía existe.</p> <p>Azul marino y fija: La alarma es de prioridad baja, ya está reconocida pero la causa de la alarma todavía existe.</p> <p>Color inverso e intermitente: La alarma es de prioridad baja, no está reconocida y la causa de la alarma ya no existe.</p> <p>Color inverso y fijo: La alarma es de prioridad baja, ya está reconocida y la causa de la alarma ya no existe.</p>	

Item Alarma	Descripción	Deshabilitada
	Alarma fantasma (Faceplates y Point Detail Displays). Una alarma no reconocida existe para el punto y la causa que generó la alarma no existe.	
Time	Es el tiempo y fecha en el cual la alarma fue recibida.	
Área	Área en la cual el punto es asignado.	
Source	Punto o dispositivo que causa la alarma.	
Condition	Es la condición o estado de la alarma.	
Priority	Prioridad de la alarma. El prefijo indica la prioridad general: <ul style="list-style-type: none"> • Urgent • High • Low 	
Description	Es una descripción de la alarma.	
Value	El valor que ha disparado la alarma.	

Fuente de la tabla: Documentación del sistema de supervisión. Ecopetrol S.A.

6.4.2. Reconociendo alarmas

Hay varias formas de silenciar y reconocer las alarmas:

Tabla 10. Reconocimiento de alarmas.

Se desea	Hacer esto
Silenciar el tono	<ul style="list-style-type: none"> • Click  (Alarm Acknowledge) de la barra de herramientas. • Presionar la tecla adecuada.
Reconocer una alarma en particular del sumario.	<ul style="list-style-type: none"> • Seleccione la alarma y click  de la barra de herramientas. • Con click derecho selecciona Acknowledge.
Reconocer todas las alarmas actuales desplegadas en el sumario	Click en Acknowledge Page en el display. (reconoce por grupos de alarmas)

Fuente de la tabla: Documentación del sistema de supervisión. Ecopetrol S.A.

6.5. EVENTOS

Un evento es un cambio significativo en el sistema, incluye alarmas y acciones por parte del operador. Para llamar al display de eventos:

- Los eventos son listados comenzando desde el mas reciente. El display es automáticamente actualizado apareciendo cada Nuevo evento en la parte superior de la lista.

6.6. MENSAJES

Los mensajes son generados por muchas razones. Por ejemplo, cuando un punto está en alarma se puede recibir una explicación de lo ocurrido. Otro tipo de mensaje muestra procedimientos para llevar a cabo una tarea determinada.

Tipos de mensajes a manejar por los operadores:

- **Informal:** Aparece en el sumario de alarmas con un ícono representado por una "i".

Cuando se reconoce un mensaje de este tipo, dicho elemento es eliminado de sumario.

- **Confirmable:** Aparece en el sumario de alarmas con un ícono representado por una "c".

Cuando se reconoce un mensaje de este tipo, dicho elemento queda fijo en el sumario. Si luego es confirmado entonces es eliminado.

- Llamar el display del sumario de mensajes.
- Click en alguna columna para filtrar una acción.

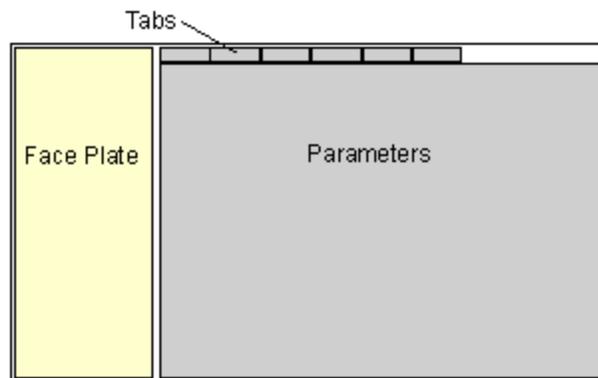
- Seleccione el filtro que se quiere aplicar.
- Click Show All Messages.

6.7. DISPLAYS DE DETALLE DE UN PUNTO

En el display de detalle muestra el valor actual de cada parámetro para un punto en particular. Se puede deshabilitar o cambiar parámetros del punto si tiene nivel de seguridad mayor. En la figura se muestra la estructura del detalle.

The Face Plate muestra los parámetros como OP y SP. En los Tab se muestran características como las alarmas del punto. En parameters se muestra el detalle de cada tab.

Figura 26. Llamando un display de detalle del punto.



Fuente de la figura: Documentación del sistema de supervisión. Ecopetrol S.A.

6.8. TENDENCIAS

Un set de tendencias muestra cambios en un parámetro del punto a través del tiempo. Un ejemplo típico muestra la temperatura de un cabezal de vapor de una caldera en un tiempo determinado.

Las tendencias se pueden representar de varias formas:

- Barras graficas
- Líneas graficas
- Lista numérica o datos históricos
- Grafica X-Y de un punto contra otro.

Cada tendencia es definida por un número, y generalmente es descrita por un número.

7. TEORIA DE EVALUACION FINANCIERA.

Para el desarrollo de la evaluación financiera del proyecto en primer lugar se realiza el flujo de caja neto, es decir, se idéntica los ingresos y egresos.

Los elementos involucrados en el flujo de caja son:

- Las erogaciones correspondientes a las inversiones que se realizan principalmente en el período de instalación del proyecto.
- Los costos que se causan y se pagan en el período de funcionamiento del proyecto.
- Los ingresos recibidos por la venta de la producción o la prestación del servicio.
- Los valores económicos (no contables) de los activos fijos en el momento de liquidar el proyecto.
- Otros ingresos generados por la colocación de excesos de liquidez temporal en inversiones alternas.

7.1. INDICADORES DE RENTABILIDAD

7.1.1. Valor Presente Neto

El valor presente neto corresponde a la diferencia entre el valor presente de los ingresos y el valor presente de los egresos (Ver VPN = VPI – VPE Ecuación 2):

$$VPN = VPI - VPE \quad \text{Ecuación 2}$$

Aplicando la fórmula (Ver Ecuación 3):

$$P = F / (1 + i)^n \quad \text{Ecuación 3}$$

Nos permite pasar a valor presente (P) los valores futuros (F) estipulados en el flujo de caja, obtenemos resultados diversos para distintas tasas de interés.

Por lo tanto podemos establecer criterios de decisión tomando como instrumento el VPN:

$VPN > 0$, recomendable Ecuación 4

$VPN = 0$, indiferente Ecuación 5

$VPN < 0$, no recomendable Ecuación 6

El cálculo del VPN suele ser muy sencillo pues se trata de aplicar una fórmula aritmética, la parte que resulta menos fácil desde luego es la selección de la tasa a utilizar, que no es otra que la tasa de oportunidad.

En conclusión, la regla de decisión será: se recomienda invertir en un proyecto cuando su **$VPN > 0$** .

7.1.2. Tasa Interna de Retorno.

La tasa interna de retorno es la tasa de interés que equipara el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos y lo expresamos con la siguiente ecuación:

$$VPN = VPI - VPE = 0 \quad \text{Ecuación 7}$$

VPI = valor presente de los ingresos

VPE = valor presente de los egresos

Redondeando la idea podemos decir que: la Tasa Interna de Retorno (TIR), es la tasa de interés que permite obtener un **$VPN = 0$** .

En definitiva, un criterio adecuado de decisión es establecer comparación entre la TIR del proyecto y el costo de oportunidad del inversionista, entonces:

<i>TIR > to, recomendable</i>	Ecuación 8
<i>TIR = to, indiferente</i>	Ecuación 9
<i>TIR < to, no recomendable</i>	Ecuación 10
<i>to = tasa de oportunidad</i>	Ecuación 11

El valor de la TIR no tiene ninguna utilidad, si no se compara con la tasa de oportunidad respectiva. Complementando lo anterior, podemos afirmar que si la $TIR > to$, significa que el retorno del proyecto es suficiente para compensar el costo de oportunidad del dinero y además produce un rendimiento adicional, por lo tanto resulta llamativo. Si la $TIR < to$, el proyecto no alcanza a compensar el costo de oportunidad por lo tanto no será recomendable.

Cabe anotar que si bien es cierto en el cálculo de la TIR no se necesita conocer la tasa de interés (ya que es precisamente lo que se busca en la operación), si se precisa posteriormente conocer una tasa de oportunidad que permita su comparación.

La TIR es entonces, la tasa de interés de oportunidad para la cual el proyecto será apenas aceptable, se constituye pues, en un valor crítico que representa la menor rentabilidad que el inversionista está dispuesto a aceptar.

7.1.3. Periodo de Retorno.

El periodo de retorno es el número de periodos requeridos para recuperar la inversión. No considera el valor del dinero en el tiempo, para eso se pueden descontar los flujos futuros con la tasa de descuento del costo de capital exigido por los socios. Asimismo, se considera como un criterio de análisis limitado y solo deberá usarse como complemento del VPN y la TIR.

7.1.4. La Relación Beneficio - Costo

La tarea de los planificadores a todos los niveles es establecer la forma en que los recursos se deben utilizar con el fin de satisfacer el mayor nivel de necesidad.

El análisis económico del "costo - beneficio" es una técnica de evaluación que se emplea para determinar la conveniencia y oportunidad de un proyecto, comparando el valor actualizado de unos y otros.

Este método consiste en calcular un cociente, del cual el numerador son todos los beneficios del proyecto, y el denominador todos los costos.

Normalmente tanto beneficios como costos son expresados en valor presente neto.

De esta forma:

$$RBC = \text{Beneficios} / \text{Costos} \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde:

RBC: Relación Beneficio Costo

Beneficios: Valor presente neto de todos los beneficios del proyecto.

Costos: Valor presente neto de todos los costos del proyecto.

Se considera que un proyecto es viable si su **relación BC** es mayor que uno, mientras más grande sea la relación mejor es el proyecto.

7.1.5. Estudio de Sensibilidad

Todo proyecto, independiente de su magnitud, en mayor o menor medida, está rodeado de un manto de incertidumbre y los inversionistas públicos o privados están corriendo algunos riesgos al asignar sus recursos hacia determinados propósitos.

Comúnmente, se realiza un análisis de sensibilidad a los resultados obtenidos en la evaluación financiera, contemplando variaciones hacia arriba y hacia debajo de las siguientes variables:

- Precio de venta.
- Nivel de producción.
- Costo unitario de la mano de obra.
- Gastos generales de administración.
- Impuestos.
- Tasa de interés sobre préstamos.
- Variables macroeconómicas (devaluación, inflación, TRM, IPP).

Un análisis al hacer variar una a una cada variable, o simultáneamente una combinación de ellas, permite establecer los niveles de variación para los cuales la rentabilidad y viabilidad del proyecto y negocio no se vea afectada.

8. EVALUACION FINANCIERA DE LA AUTOMATIZACIÓN DE LA CALDERA B-2404.

Luego de la descripción de la caldera neumática y automatizada, el estudio financiero pretende determinar los costos de inversión y operación, necesarios para el proyecto y futuros beneficios netos que se obtendrán en un período de 20 años, expresados en términos financieros y estableciendo las bases de la evaluación financiera, con el objeto de medir la rentabilidad del proyecto.

8.1. FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO.

Para el análisis del proyecto, se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros que complementan las bases para la evaluación financiera:

Período de inversión: 1 año.

Período de operación: 10 años.

Impuestos: 35%.

TMR o costo de capital de Ecopetrol: 12%.

Tasa inflación promedio Banco de la República (últimos años): 5%.

- La inversión inicial requerida es de US\$11.900.000, distribuida así:
 - Ingeniería y Diseño (Consultoría): US\$ 2.100.000
 - Compras (Global para la actividad): US\$ 3.300.000
 - Montaje (Global para la actividad): US\$ 2.500.000
 - Pruebas, precomisioning y comisioning: US\$ 1.600.000
 - Interventoría: US\$ 2.400.000

En la Tabla 11 se presentan los costos, beneficios e inversión del proyecto.

Tabla 11. Flujo de caja del proyecto (Datos en KUSD\$).

AÑOS	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Inversión	11.900										
Compras	3.300										
Ingeniería	2.100										
Montaje	2.500										
Pruebas	1.600										
Interventoría	2.400										
INGRESOS		2.616	2.616	2.616	2.616	2.616	2.616	2.616	2.616	2.616	2.616
Ventas de vapor		868	868	868	868	868	868	868	868	868	868
Ganancia de confiabilidad		638	638	638	638	638	638	638	638	638	638
Ganancia en operación		900	900	900	900	900	900	900	900	900	900
Disminución costos mantenimiento		210	210	210	210	210	210	210	210	210	210
FLUJO DE CAJA	11.900	2.616									
Depreciación		250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
FLUJO DE CAJA ANTES DE IMPUESTOS	11.900	2.366									
Impuestos	4.165	828	828	828	828	828	828	828	828	828	828
FLUJO DE CAJA DESPUES DE IMPUESTOS	7.735	1.538									
FLUJO DE CAJA DESPUES DE IMPUESTOS Y DEPRECIACIÓN	7.735	1.788									
VALOR PRESENTE FC	7.735	1.596	1.425	1.273	1.136	1.015	906	809	722	645	576

Fuente: Autores y RIS (Refinery Information System).

8.2. INDICADORES DE RENTABILIDAD.

- VPN: USD\$ 2.366.63.
- TIR: 19.08%.
- RBC: 1.3
- Periodo de Retorno: 7 años.

8.3. ESTUDIO DE SENSIBILIDAD.

A continuación se presentan varias tabulaciones realizadas variando el porcentaje de los ingresos, el porcentaje de la inversión, los gastos administrativos, los costos

En la Tabla 12 se presenta el estudio de sensibilidad, mediante la variación del porcentaje de los ingresos.

Tabla 12. Tabla de sensibilidad variando el porcentaje de los ingresos.

PORCENTAJE DE INGRESOS	VPN (KUSD\$)	TIR
-20%	445.51	13.39%
-10%	1406.27	16.29%
0%	2367.03	19.08%
+10%	3327.80	21.79%
+20%	4288.56	24.42%

Fuente: Autores.

En la Tabla 13 se presenta el estudio de sensibilidad, mediante la variación de los ingresos del proyecto.

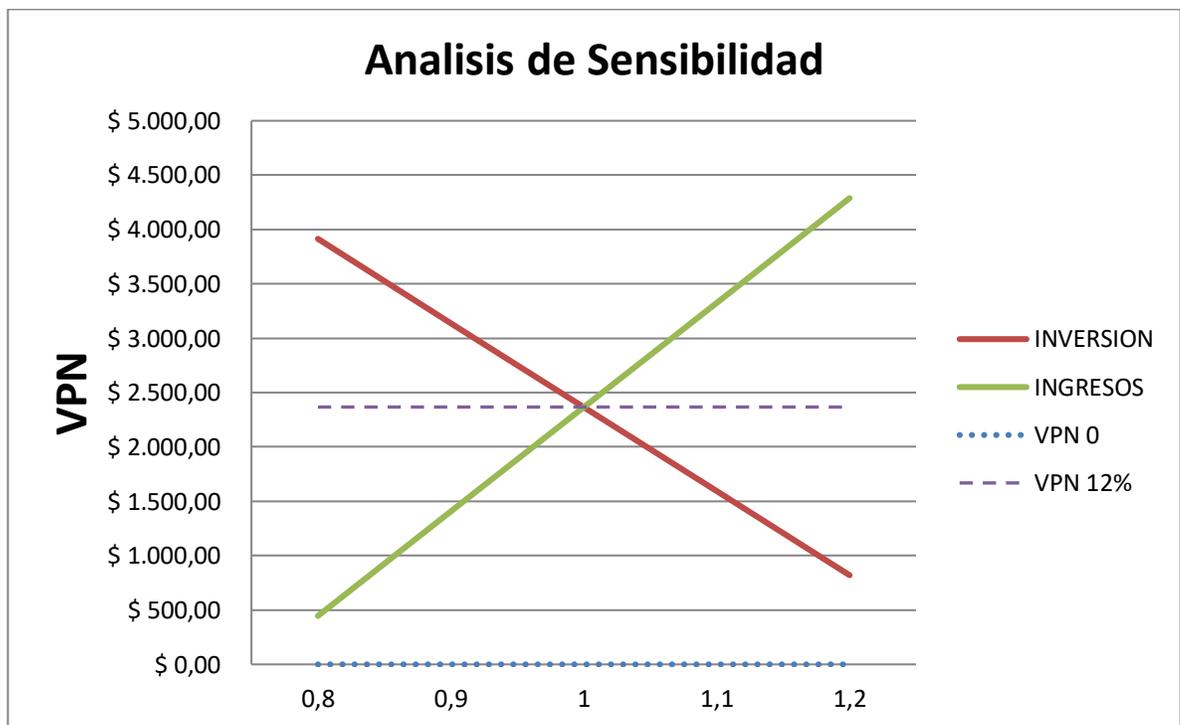
Tabla 13. Tabla de sensibilidad variando el porcentaje de la inversión.

PORCENTAJE DE LA INVERSIÓN	VPN (KUSD\$)	TIR
-20%	3914.03	26.04%
-10%	3140.53	22.23%
0%	2367.03	19.08%
+10%	1593.53	16.42%
+20%	820.03	14.12%

Fuente: Autores.

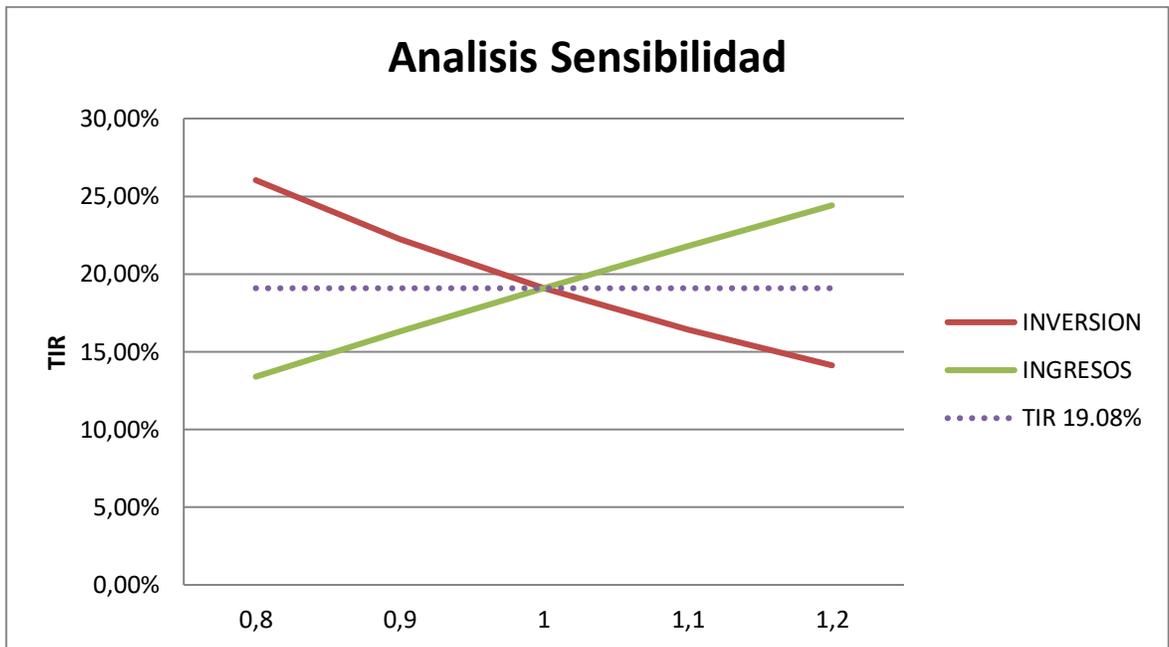
A continuación se presentan dos gráficas que resumen las tabulaciones anteriores:

Figura 27. Análisis de sensibilidad VPN.



Fuente: Autores.

Figura 28. Análisis de sensibilidad TIR.



Fuente: Autores.

9. CONCLUSIONES

La automatización de la caldera B2404 representa una inversión inicial elevada en contraste con la caldera con sistema neumático, lo cual es muestra de desventaja de la automatización de la misma. En contraste, los costos de operación, los costos de mantenimiento y las pérdidas por confiabilidad y disponibilidad son menores para la caldera automatizada, lo cual, representa una ventaja a largo plazo para los intereses económicos de la empresa. El sistema automatizado resulta entonces más confiable y eficiente, debido a la disminución de errores humanos, disminución de apagadas de planta, que con el antiguo sistema neumático eran recurrentes.

El proyecto de instalación de los FCS y DCS para la caldera B-2404 incluye la catalogación y facilidades de adquisición de repuestos adecuados y garantizados para estos sistemas, de forma que el riesgo por problemas de mantenimiento es mínimo. En contraste, al sistema neumático, en el cual existían recurrentes fallas de los dispositivos electromecánicos de los programadores y neumáticos de los sistemas de control y la necesidad de instalar repuestos fuera de especificaciones.

Del mismo modo, no se han presentado shutdown en lo que va corrido del 2010, por tanto, el sistema automatizado resulta entonces más confiable y eficiente, debido a la disminución de errores humanos, que con el antiguo sistema neumático eran frecuentes.

Del estudio de sensibilidad se puede abstraer, que con la variación en el porcentaje de la inversión asignada para el correcto funcionamiento de la caldera

si pueden ser determinantes, la mínima disminución de ellos, lleva a cifras de TIR y VPN inferiores a las deseadas. Por tanto, se debe velar por controlar y manejar adecuadamente la asignación de recursos realizada para la planta de Central del Norte – Refinería Barrancabermeja.

Los indicadores de rentabilidad implementados en la realización del proyecto muestran un escenario favorable para el desarrollo del mismo. Indicando el VPN un valor positivo, la TIR un valor que supera el costo de oportunidad de Ecopetrol y una relación costo beneficio superior a 1. Lo cual, nos indica que es un proyecto rentable para la empresa, sin embargo, el retorno de dicha inversión se hace de forma lenta y poco atractiva debido a que tiene una margen de 7 años.

10.RECOMENDACIONES

Aplicar los índices de evaluación de proyectos a cada una de las calderas de la planta de central del norte y a todo proyecto de modernización en la refinería, y así, llevar control de la recuperación de las inversiones realizadas por la empresa.

Como se ha mencionado el sistema automatizado de la caldera es bastante eficiente, sin embargo, es recomendable el manejo del sistema honeywell implementado por personal idóneo, y así, contribuir a disminuir la incidencia de shutdown en la planta.

Del mismo modo, el buen control del presupuesto asignado a la planta, es de vital importancia para el éxito del proyecto de modernización de la caldera, por tanto, estos recursos deben ser distribuidos eficientemente en el tiempo.

11. BIBLIOGRAFÍA

CORZO GOMEZ, José Humberto. Evaluación de proyectos de inversión. Bucaramanga: UIS 2010.

CUEVA Álvaro, MOLINA Luis, MATUTE José, CEVALLOS Holger. Análisis técnico-económico del cambio de turbina de vapor por motores eléctricos en tándem de molinos de Ingenio la Troncal. 2009.

ECOPETROL S.A. Documentación del sistema de supervisión. Calderas Central del Norte. 2006.

MIRANDA MIRANDA, Juan José. Gestión de proyectos. 2005.

CONTRERAS, Erika. Artículo 24 horas en una caldera. Carta petrolera, 2005.

GONZALEZ JAIMES, Isnardo. Seminario La investigación científica. Bucaramanga: UIS 2000.

GONZÁLEZ, Carlos Ramón. Evaluación de Investigación. Bucaramanga: UIS, 1999.

www.ecopetrol.com

<http://www.si3ea.gov.co>

12. ANEXO

Tabla 14. Reporte de shutdown registrados en la unidad B2404.

Desde : 31-DIC-2006 a 31-DIC-2007

Unidad	Equipo	Clase de Equipo	Tipo de Equipo	Fch Reg Shdwn	Fecha Inicial	Fecha Final	Dias	Categoría	Código
B-2404: Caldera	N/A	N/A	E03 Equipos de Combustión	16/05/2007 13:18	28/02/2007 10:01	21/04/2007 06:00	51.83	1b. Mantenimiento o paradas No Planeado	RM Mantenimiento Rutinario
B-2404: Caldera	N/A	N/A	E03 Equipos de Combustión	01/09/2007 09:10	21/04/2007 06:01	31/08/2007 12:30	132.27	1a. Mantenimiento o Paradas Planeadas	RM Mantenimiento Rutinario
B-2404: Caldera	N/A	N/A	E03 Equipos de Combustión	05/09/2007 09:23	03/09/2007 10:09	03/09/2007 10:29	0.01	1b. Mantenimiento o paradas No Planeado	RM Mantenimiento Rutinario
B-2404: Caldera	N/A	N/A	E03 Equipos de Combustión	07/12/2007 13:31	06/12/2007 06:35	06/12/2007 06:56	0.01	1b. Mantenimiento o paradas No Planeado	RM Mantenimiento Rutinario

Fuente de la tabla: Sistema IRIS, Calderas Central del Norte. Ecopetrol S.A.