

**DETERMINACIÓN DE LAS CAUSAS DE LA PÉRDIDA DE EFICIENCIA EN EL
SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE GAS DE LA ESTACIÓN APIAY.**

HECTOR JAIME AGUDELO RINCON

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2015

**DETERMINACIÓN DE LAS CAUSAS DE LA PÉRDIDA DE EFICIENCIA EN EL
SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE GAS DE LA ESTACIÓN APIAY.**

HECTOR JAIME AGUDELO RINCON

**Monografía presentada como requisito para optar al título de especialista en
ingeniería del gas**

**ING. NICOLAS SANTOS SANTOS
DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2015

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	12
1. GENERALIDADES	14
1.1 TIPOS DE GAS NATURAL.....	15
2. MATERIALES METÁLICOS.....	26
2.1 PROPIEDADES FÍSICAS	27
2.2 PROPIEDADES ELÉCTRICAS.....	27
2.3 PROPIEDADES ÓPTICAS	27
2.4 PROPIEDADES TÉRMICAS.....	27
2.5 PROPIEDADES MECÁNICAS.....	27
2.5.1 Elasticidad y plasticidad	27
2.5.2 Maleabilidad y ductilidad.....	28
2.5.3 Dureza	28
2.5.4 Tenacidad y fragilidad	28
2.6 PROPIEDADES ACÚSTICAS.....	28
2.7 OTRAS PROPIEDADES.....	28
2.8 PROPIEDADES ECOLÓGICAS	29
2.8.1 Reciclables.....	29
2.8.2 Tóxicos.....	29
2.8.3 Biogradables	29
2.8.4 Renovables	29
3. TIPOS DE INSPECCIÓN	30
3.1 CORRIENTES DE EDDY.....	30
3.2 INSPECCIÓN ULTRASÓNICA A-SCAN.....	31
3.3 INSPECCIÓN VISUAL.....	32
4. ESTACIÓN APIAY	34
4.1 HISTORIA DE LA ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN APIAY - ERA.....	34
4.2 SEPARACIÓN DE FLUIDOS.....	35
4.3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE ENFRIAMIENTO CON AEROENFRIADORES EN LA ESTACIÓN APIAY	37
4.3.1 Tratamiento De Gas.....	38

4.3.2 Subsistema Gas De Tea	40
4.4 SISTEMAS DE ENFRIAMIENTOS DE GAS	44
4.4.1 Intercambiadores de calor enfriados por aire	44
5. PROBLEMAS EN EL PROCESO DE ENFRIAMIENTO DEL GAS	48
5.1 SEPARADOR INEFICIENTE	49
5.1.1 Tipos de corrosión	50
5.2 OBSTRUCCION EN TUBERIA	51
5.3 VENTILADORES	54
6. INSPECCIONES REALIZADAS EN LOS AEROENFRIADORES 171 A-B.....	59
6.1 AEROENFRIADOR A	68
6.2 AEROENFRIADOR B	75
7. CONCLUSIONES	80
8. RECOMENDACIONES	81
BIBLIOGRAFIA	82

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Consumos de combustibles fósiles por años.....	21
Figura 2. Campos productores de gas en Colombia.....	22
Figura 3 Estación de Recolección Apiay – ERA.	34
Figura 4. Separadores Generales.....	36
Figura 5. Vista Interna Separador trifásico de hidrocarburos de Producción General	37
Figura 6. Vista Panorámica planta de enfriamiento de Gas.....	38
Figura 7. Vista Panorámica Aero enfriadores AE 171 A/B.....	38
Figura 8. Sistema de Separación de Condensado.....	39
Figura 9. Drum de Gas a Tea	41
Figura 10. AD1105 Drum de disparo de válvulas de Seguridad	41
Figura 11. Tipos de intercambiadores de Calor enfriados por Aire	46
Figura 12. Esquema problemas en la eficiencia del aerofriador	48
Figura 13. Separador bifásico	49
Figura 14. Carbonización del material	53
Figura 15. Foto inspección.....	68
Figura 16. Foto inspección # 2.....	70
Figura 17. Tubos condenados	73
Figura 18. Perfil de Espesores Cabezal de Entrada y Salida del aerofriador	78
Figura 19. Perfil de Espesores para el cabezal de Retorno al aerofriador.....	78

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Propiedades del gas natural	17
Tabla 2 Especificaciones de entrega	18
Tabla 3 Datos de diseño tomados de la placa ubicada en los AE172 A/B.....	39
Tabla 4 Especificaciones Bombas de Condensados.	40
Tabla 5 Datos de diseño Aeroenfriadores 172 A/B	42
Tabla 6 Espesores medido para cabezal occidental.....	72
Tabla 7 Espesores medidos para cabezal oriental.....	72
Tabla 8 Espesores	76
Tabla 9 composición química del metal de fabricación de los tubos.....	79

LISTA DE GRAFICAS

Grafica 1 Temperatura de entrada del gas al aerofriador vs tiempo	60
Grafica 2 Temperatura de salida del gas del aerofriador vs tiempo	60
Grafica 3 Temperatura de salida del gas vs % de eficiencia	62
Grafica 4 Temperatura de entrada del gas al aerofriador vs tiempo (2014).....	63
Grafica 5 Temperatura de salida del gas del aerofriador vs tiempo (2014)	63
Grafica 6 Temperatura de salida del gas del aerofriador vs % eficiencia (2014)	64
Grafica 7 Temperatura de entrada del gas al aerofriador vs tiempo (2015).....	65
Grafica 8 Temperatura de salida del gas del aerofriador vs tiempo (2015)	65
Grafica 9 Temperatura de salida del gas del aerofriador vs % efectividad	66

RESUMEN

TITULO: DETERMINACIÓN DE LAS CAUSAS DE LA PÉRDIDA DE EFICIENCIA EN EL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE GAS DE LA ESTACIÓN APIAY*¹

AUTOR: HECTOR JAIME AGUDELO RINCON**²

PALABRAS CLAVES: transferencia de energía, aerofriador, gas, eficiencia.

El gas natural es un recurso natural acumulado en el subsuelo en estructuras geológicas denominadas trampas. Dentro de estas los hidrocarburos se encuentran inmersos en un espacio poroso. El gas natural se encuentra compuesto en su mayor porcentaje de metano y en menores proporciones el etano, Propano y butano. Permite diversas utilidades para el uso diario en la actualidad.

En el desarrollo de una planta de gas se presentan diferentes procesos que permiten la obtención de un gas óptimo para la entrega, entre estos se encuentra la transferencia de energía por medio de los intercambiadores de calor por medio de ventiladores los cuales son diversos los usos que se le pueden acreditar a cada uno de los tipos de intercambiadores existentes, pero en general, los intercambiadores son usados para recuperar calor entre dos corrientes en un proceso, pero en medio de este se pueden generar diferentes inconvenientes afectando de esta forma la línea en el proceso. Por lo tanto se deben realizar inspecciones con diferentes técnicas que permitan definir cuáles son los factores que están minimizando la eficiencia en el aerofriador y por ende en la calidad del gas de salida, llevando de esta forma a buscar soluciones prácticas para que a un mediano o largo plazo no se reflejen en costos de mantenimiento o de cambio de equipo por su deterioro o mal funcionamiento.

* Monografía de grado

**Director: Ing. Nicolás Santos Santos. facultad de ingenierías físico químicas, escuela de ingeniería de petróleos, especialización en ingeniería del gas.

ABSTRACT

DETERMINATION OF THE CAUSES OF THE LOSS OF EFFICIENCY IN THE COOLING SYSTEM OF GAS STATION APIAY*³

AUTOR: HECTOR JAIME AGUDELO RINCON**⁴

KEY WORDS: energy transfer, air cooler, gas, efficiency

Natural gas is a natural resource which is cumulated underground into geological features called traps. Within the traps the hydrocarbons are immerse into a pore spaces. Natural gas is a hydrocarbon gas mixture consisting primarily of methane, but commonly includes varying amounts of other lesser percentage of ethane, propane and butane. Nowadays, natural gas is used daily for different kind of utilities.

During the development of a gas plant, variety of processes that are enables to obtain an optimum gas for being delivering, one of the process is an energy transfer through heat exchangers and which has a different uses that it rely on each kind of exchanger that has been invented. The main exchangers that has been used to recover heat between two streams in a process. However, through those process could generate different challenges to affect a line within the process. Therefore, it is relevant to perform inspections with different techniques that allow us to define which factors has being minimizing the efficiency of the air cooler and hence on the quality of the exhaust gas, for those reason is important leading to practical solutions for a medium or long term that could be reflected either on cost, maintenance or change of equipment by improper operation.

* Monografía de grado

**Director: Ing. Nicolás Santos Santos. facultad de ingenierías físico químicas, escuela de ingeniería de petróleos, especialización en ingeniería del gas.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad los procesos realizados para el tratamiento del hidrocarburo se han vuelto cada vez más modernos, permitiendo tratar con mayor eficiencia y en algunos casos a menores costos ya sean en área de equipos o en personal operativo. En el mundo las reservas de petróleo cada vez disminuyen más por lo tanto se han generado visiones más activas para procesar el gas y sus usos, para ello se generan plantas de tratamiento de gas donde se liberan de gases ácidos y de otro tipo de contaminantes que no afecten su entrega para usos comerciales.

Los Aeroenfriadores son equipos de gran importancia en el tratamiento del gas permitiendo la transferencia de energía por diferentes formas al fluido y de esta forma obtener un gas de mejor calidad para la venta. Pero a su vez también presentan muchos factores en contra que no generan su mejor eficiencia en el proceso, entre los que se encuentran obstrucciones en las tuberías, disminución en los espesores debido al efecto de la oxidación y otro tipo de agentes. Para ello se deben prevenir que la vida útil del equipo se disminuya y por lo tanto se realicen inspecciones y evaluaciones al sistema de qué factores intervienen para poder combatirlos y de esta forma optimizar el proceso realizado por el Aeroenfriador.

En la actualidad el sistema de enfriamiento de gas (Aeroenfriadores) de la Estación de Recolección Apiay ha reducido su eficiencia y capacidad ocasionando altas temperaturas y arrastre de condensados en el flujo de gas que se suministra a la planta de Proceso. De continuar con esta baja eficiencia en el sistema se podrían incurrir en pérdidas de producción de productos livianos, en las ventas de Gas seco y GLP y aumento en los costos de mantenimiento por frecuentes daños en los equipos de la operación de la planta de proceso.

Por esta razón se requiere determinar las condiciones de operación actuales del sistema de enfriamiento para identificar las causas de la pérdida de la eficiencia y su impacto en la operación y así orientar a la compañía para que se establezcan estrategias y acciones para minimizar los riesgos operativos y económicos que se puedan presentar a futuro en la planta de proceso de gas.

Esta identificación además permitirá mejorar en la seguridad de los procesos y lecciones aprendidas a partir de las causas encontradas para garantizar las condiciones de disciplina operativa establecidas por la compañía.

1. GENERALIDADES

Se denomina gas natural al formado por los componentes más volátiles de la serie parafínica de los hidrocarburos, principalmente metano, cantidades menores de etano, propano, butano y porcentajes muy pequeños de compuestos más pesados. Además, es posible conseguir en el gas natural cantidades variables de otros gases no hidrocarburos como el dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, nitrógeno, helio, oxígeno, vapor de agua, entre otros.

La comisión de Regulación de Energía y gas (CREG), como ente regulador a nivel nacional de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible, define el gas natural como una mezcla de hidrocarburos en fase gaseosa, usualmente consistente en componentes livianos de los hidrocarburos. Se presenta en forma asociada o no asociada con el petróleo, y está principalmente formado por metano. Otras definiciones refieren al gas natural como un gas que se obtiene del subsuelo en forma natural, siendo este Incoloro, Inodoro, no tóxico e inflamable.

El gas que se entrega para consumo final como combustible o materia prima, tiene una composición bastante diferente a la presente en el yacimiento o en boca de pozo, composición que debe definirse mediante una calidad específica que requiere ser cumplida por todos los productores que comercialicen gas natural.

El metano es el más liviano de los combustibles fósiles, con solo un átomo de carbón por cada cuatro átomos de hidrógeno. Debido a este bajo contenido de carbón, su combustión produce aproximadamente la mitad de las emisiones de CO₂ del carbón mineral, y las dos terceras partes del producido cuando se quema aceite, entregando la misma cantidad de energía térmica. Igualmente produce menos emisiones de CO, NO_x, SO₂ y partículas, convirtiéndose en el menos

contaminante de los combustibles fósiles, de ahí la importancia cada vez mayor del gas natural en el mundo industrializado⁵.

1.1 TIPOS DE GAS NATURAL.

Debido a que el gas natural es una mezcla de varios compuestos y a que su composición difiere de un yacimiento a otro, y que su presencia en el subsuelo puede darse acompañado de petróleo o libre, se definen varios tipos de gas natural a saber:

✓ **Gas libre.**

Es aquel que proviene de un yacimiento donde solo existe gas como hidrocarburo.

✓ **Gas Crudo.**

Es aquel que sale del yacimiento, sin tratar ni procesar.

✓ **Gas Asociado.**

Es aquel que proviene de un yacimiento donde simultáneamente se produce gas y crudo.

✓ **Gas Pobre.**

Un gas que contiene muy poca cantidad de etano, propano y compuestos más pesados.

✓ **Gas Rico.**

Gas que contiene una cantidad de compuestos más pesados que el etano, alrededor de 0.7 galones de propano equivalente por 1000 pies cúbicos de gas.

⁵ KIDNAY, Arthur J. y PARRISH, William R. Fundamentals of natural gas processing. Boca Raton, Florida, Taylor and Francis Group, 2006

✓ **Gas Ácido o Agrio.**

Gas que contiene más de 16 ppm de H₂S o cantidades porcentuales altas (mayores a 6%) de CO₂.

✓ **Gas Dulce.**

Gas que contiene menos de 16 ppm de H₂S o cantidades bajas de CO₂.

✓ **Gas natural seco.**

De acuerdo con la norma GPA 181, se define como gas seco, a un gas que no contiene agua. Sin embargo, para propósitos prácticos, las partes contractuales pueden especificar la definición de seco, con el objeto de aceptar pequeñas cantidades de agua. Según la ISO 6976-95, se denomina de esta forma al gas con contenido de vapor en fracción molar menores o iguales de 0.00005.

En el caso de Colombia, la especificación para el gas natural que puede ser enviado por el sistema nacional de transporte es de 97 mg/m³ (6lb/MMPCS), lo cual se puede considerar como gas seco. En Estados

Unidos este valor es de 65mg/m³ (4 lb/MMPCS); sin embargo, para propósitos de cálculo del poder calorífico, un gas deshidratado con contenido de agua que no excedan los 112 mg/m³ (7 lb/MMPCS) se puede considerar como seco.

En forma más global, el GPSA establece dos definiciones: una relacionada con el contenido de agua y otra con el contenido de hidrocarburos. En la primera se define como gas seco, al gas cuyo contenido de agua ha sido reducido mediante un proceso de deshidratación. En la segunda denominada como gas pobre, se define al gas con muy pocos ó sin hidrocarburos líquidos comercialmente recuperables.

✓ **Gas saturado.**

Es el gas que contiene la máxima cantidad de vapor de agua a una presión y temperatura y temperatura específica. En la industria del gas normalmente se expresa en libras de agua por millón de pie cúbico de gas despachado o transportado (lb H₂O/MMPCS). El poder calorífico calculado sobre base de gas saturado es menor que el correspondiente para gas insaturado (seco o parcialmente saturado), debido al desplazamiento en volumen de gas combustible por vapor de agua en el sistema de medición. Igualmente, el poder calorífico a condiciones de saturación y una misma temperatura, será mayor e n la medida en que la presión aumente.

Tabla 1 Propiedades del gas natural

Propiedad	Valor
Masa molar relativa	17-20
Contenido de carbono,% peso	73.3
Contenido de hidrogeno,% peso	23.9
Contenido de oxigeno,% peso	0.4
Relación atómica hidrogeno/carbono	3.0-4.0
Densidad relativa, 15°C	0.72-0.81
Punto de burbuja,°C	-162
Temperatura de ignición,°C	540-560
Numero de octanaje	120-130
Numero de metano	69-99
Estequiometria relación aire/combustible	17.2
Limites de inflamabilidad de vapor,% vol	5.0-15
Limites de inflamabilidad	0.7-2.1
Valor mas bajo de poder calorífico, Mj/Kg	38-50
Concentración de metano,% vol	80-99
Concentración de etano,% vol	2.7-4.6
concentración de nitrógeno,% vol	0.1-1.5
Concentración de CO₂,% vol	1.0-5
concentración en azufre,% peso ppm	<5

Fuente: MOKHATAB,Saeid;POE,William y SPEIGHT,James.Handbook of natural gas transmission and processing.Burlington,2006.Adaptada

El sistema de enfriamiento en la planta de gas de Apiay debe realizar los diferentes procesos internos de intercambio de energía con el fin de disminuir la temperatura y eliminar la cantidad de líquido presente en él. Gas. En este caso la

temperatura de llegada del aerofriador a la planta de tratamiento debe ser inferior a los 95°F con el fin de evitar fallas en equipos de la planta como los compresores de succión y descarga, luego de examinarse debe cumplir estos requerimientos para que al final de todo el proceso de tratamiento de gas cumpla con las indicaciones dadas por la norma para su distribución, como se indica en la tabla # 2.

Luego de que el recurso natural es explotado se dirige a diferentes estaciones de flujo que permiten separar las corrientes de gas y petróleo, para ser tratados y poder ser entregados con las condiciones óptimas para su uso.

En Colombia las especificaciones de entrega son:

Tabla 2 Especificaciones de entrega

Especificaciones	Sistema ingles
máximo poder calorífico bruto	1.150 (BTU/Ft3)
mínimo poder calorífico bruto	950(BTU/Ft3)
contenido de liquido	libre de líquidos
contenido de H2S	0.25 (gramo/100Scf)
contenido de azufre, máximo en % volumen	1(gramo/100Scf)
contenido de CO2,maximo en % volumen	2%
contenido de N2, máximo en % de volumen	3%
contenido de oxigeno máximo	0.1%
contenido de vapor de agua	6 (lb/MScf)
temperatura de entrega máxima	120°C
temperatura de entrega mínima	45°C
contenido máximo de sólidos en suspensión	0.7(gramo/100Ft3)

Fuente: calidad del gas natural en Colombia. ECOPETROL SA

Para ellos el gas debe entrar en un proceso de eliminar los contaminantes, incluyendo los componentes corrosivos (agua y gases ácidos, sobre todo el Sulfuro de Hidrógeno su carácter contaminante), los que reducen el poder calorífico, como Dióxido de Carbono y Nitrógeno)y los que forman depósitos sólidos a bajas temperaturas, como el agua y Dióxido de Carbono, para después

separar los hidrocarburos más pesados como el metano, que constituyen materias primas básicas para la industria petroquímica.

Las etapas normales en el procesamiento del gas natural son la deshidratación (eliminación de agua, usualmente con adsorbentes sólidos, como alúmina o mallas moleculares), el endulzamiento (eliminación del Sulfuro de Hidrógeno y Dióxido de Carbono con soluciones absorbentes, y la recuperación criogénica de etano e hidrocarburos más pesados (condensación de estos componentes a bajas temperaturas, del orden de 212F, y destilación fraccionada de los líquidos condensados).

Mediante estos procesos se generan calores, el principio de balance de calor es muy similar al principio de balance de materia. En el que lo que entra es igual a lo que sale, puesto que la energía no puede ser creada ni destruida, el contenido de energía calórica de las corrientes que alimentan el contenido total de calor de la energía de las corrientes que salen de la planta.

Los calores presentes en el desarrollo de este paso son:

- **Calor latente:** este es la cantidad de calor que se suministra a la unidad de masa del agua para que cambie de estado, de sólido a líquido o de líquido a vapor. Durante este proceso tiene lugar a temperatura constante.
- **Calor sensible:** si a un líquido se le suministra calor se mantiene su presión constante aumentara su temperatura hasta alcanzar la de saturación que corresponda a dicha presión.

Las facilidades de superficie de un campo productor de hidrocarburos, están constituidas por los equipos, tanques, tuberías, accesorios y demás instalaciones de medición, supervisión, control y seguridad, que permiten que las operaciones de producción, recolección, transporte, separación, almacenamiento y bombeo de

los hidrocarburos producidos, se realice de una manera óptima y segura. Algunas de las funciones de estas facilidades son:

- Abrir y cerrar el flujo de los pozos y regular su volumen.
- Dirigir la producción de pozos individuales a un determinado equipo o facilidad de almacenamiento.
- Dirigir una corriente de flujo a través de múltiples de producción, de manera que el volumen de gas, la razón gas-petróleo, la producción de agua y otros datos individuales del pozo puedan ser registrados para llevar un buen control de los parámetros de producción del mismo y tomar decisiones ante una eventual reparación. Almacenamiento de fluidos. Control y seguridad

El crudo producido por la Operadoras de Campos Petroleros debe ser entregado limpio, y por esto debe ser tratado y deshidratado. La deshidratación del crudo sucio y la entrega del crudo limpio son procesos realizados en las Estaciones de Flujo.

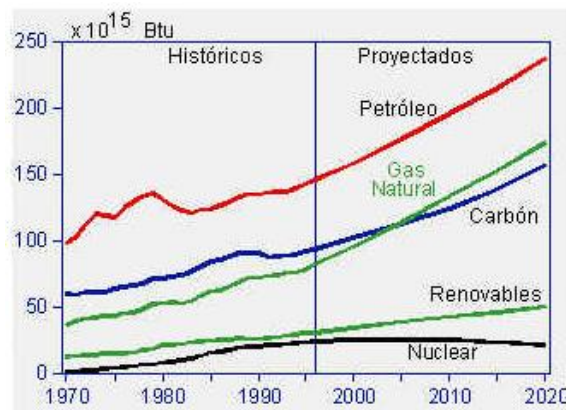
La misma puede ser entendida como el lugar donde se realizan el tratamiento del crudo para su posterior traslado a la estación de descarga, y de allí al patio de tanque principal de recepción y bombeo de crudo. El objetivo fundamental de las Estaciones de Flujo consiste en separar a las presiones ideales los fluidos del pozo en sus tres componentes básicos: petróleo, gas y agua con el fin de optimizar el procesamiento y comercialización de los fluidos que se desean. Luego de ser tratado el crudo pasará por una etapa de descarga o estación de descarga la cual es donde toda la producción de petróleo del campo es fiscalizada antes de ser bombeada al patio de tanques, su función principal es el tratamiento final del crudo para obtener un crudo que cumplan con las especificaciones de calidad.

Adicional a lo anteriormente mencionado dentro de los numerosos procesos que tiene lugar a nivel de superficie representan gran importancia los separadores, que

no son más que equipos destinados a separar los fluidos producidos por el yacimiento (petróleo, agua, gas) y destinados además a establecer presiones de operación en gran parte del sistemas de tránsito del crudo en la superficie.

Desde el punto de vista energético, el consumo mundial de gas sobrepasará el consumo de carbón en el año 2005. Para el 2020, la demanda de gas natural será 11% más alta que la demanda de carbón. Gran parte del incremento en el uso del gas natural será para generación de electricidad, particularmente en los países industrializados, en los cuales el gas natural puede reemplazar a otros combustibles fósiles, como se puede observar en la figura 1 del consumo por años de estos.

Figura 1. Consumos de combustibles fósiles por años



Fuente: blog flujo de gas y energía EIA. Lina Jimenez

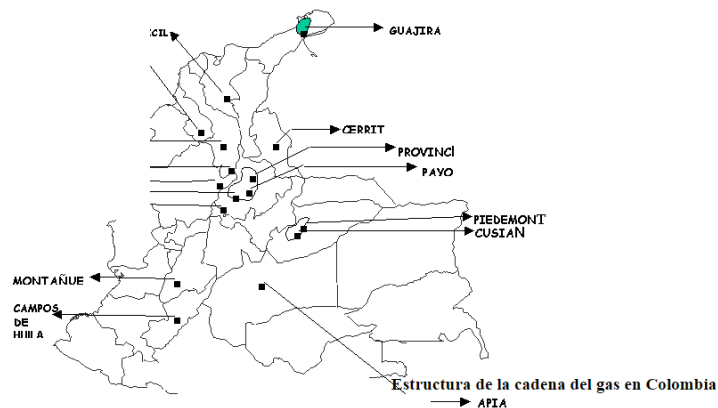
Para el 2020, se proyecta que el consumo mundial de gas natural sea de 172 trillones de pies cúbicos, más del doble del consumo de 1995. La mayor parte del crecimiento mundial del consumo de gas natural estará justificado por el incremento en la generación de electricidad. Sin embargo, la disponibilidad, el costo y las consideraciones ambientales pueden contribuir a un aumento en su uso en los sectores industrial, residencial y comercial.

Con el descubrimiento de los yacimientos de gas en la Guajira hace más de veinte años el país se vio obligado a buscar un mercado al gas natural, dado que hasta

entonces su uso era limitado y una gran cantidad de este combustible se quemaba en los campos de producción o en las refinerías. Dado así en el país se empezó la implementación de búsqueda de campos de gas para su producción y que en la actualidad se distribuyen como lo muestra la figura 2.

Tras, una campaña de promoción en la Costa Atlántica fue posible sustituir el fuel oil (combustible derivado del petróleo) por gas natural en el sector industrial y otro tanto en las plantas termoeléctricas. En el sector residencial se presentó una sustitución, no muy alta, de consumo de energía eléctrica por gas natural, para usos como: la cocción de alimentos, calentamiento de agua y la refrigeración del ambiente.

Figura 2. Campos productores de gas en Colombia



Fuente: blog flujo de gas y energía EIA. Lina Jimenez

A raíz de las circunstancias antes mencionadas, se constituyeron varias empresas para distribución urbana y domiciliaria. Además, se construyó de manera casi inmediata el gasoducto troncal de la Costa Atlántica. Algo similar empezó a ocurrir en las regiones donde existían reservas de gas natural como: Santander, Huila y posteriormente en el Piedemonte Llanero.

Se crearon entonces mercados en cuatro bloques regionales, donde existían reservas de gas natural comercializable. A finales de los setenta, se inició el consumo de gas natural en los sectores termoeléctrico, petroquímico, Ecopetrol,

industrial y residencial en los departamentos de Guajira, Atlántico, Bolívar, Sucre, Córdoba, Santander y Huila.

Posteriormente a finales de los ochenta, surge como objetivo de la Política Energética "El Programa de Gas", cuyo objetivo fue atender las necesidades energéticas de los colombianos, con los recursos energéticos más apropiados y más económicos para cada uno de los fines específicos para los cuales se consumía la energía.

El programa tuvo dos fases:

- La primera, de corto plazo y de ejecución inmediata, se centraba en la masificación de la utilización del gas natural para servicio residencial y gas natural comprimido para el sector transporte público, en las ciudades y municipios cercanos a los yacimientos de gas o cercanos a los gasoductos.
- La segunda fase consistió en el suministro de gas natural a algunos centros de consumo del interior del país, mediante la integración de fuentes de producción de gas natural. Para lograr el desarrollo de esta segunda etapa era indispensable la construcción del gasoducto Apiay-Bogotá y la construcción del gasoducto central entre Ballena-Barrancabermeja.

En 1987, se inició también el suministro de gas a Villavicencio, mediante el gasoducto Apiay-Villavicencio, que permitió servir con gas natural a los sectores industrial y residencial llegando a conectar 9.349 usuarios hasta 1990.

En el departamento del Huila se inició el servicio en su capital Neiva, posteriormente en 1987 se extendió el servicio a poblaciones cercanas a Neiva mediante transporte de gas natural comprimido. En 1990 Neiva contaba con 31.821 usuarios conectados y el departamento con 35.276.

El programa de gas en Bogotá se inicia hacia mediados de 1987 con la sustitución del combustible llamado "Cocinol" (una gasolina de bajo octanaje) por gas propano, siendo esta sustitución una fase intermedia dentro del proceso de utilización generalizada del gas natural. A finales del mismo año se había sustituido 25.094 usuarios de cocinol de aproximadamente 61 barrios de la capital.

Para que se realizara la segunda fase del Programa de Gas, se diseñó el gasoducto Apiay-Bogotá, el cual beneficiaría a unas 180.000 familias del sur de Bogotá. En diciembre de 1990, la empresa concesionaria en Bogotá ya había conectado 17.000 usuarios de gas natural.

Todo lo realizado para atender las necesidades energéticas de los colombianos, fueron esfuerzos aislados no vinculados con las políticas macroeconómicas del país. Solo a finales de 1991, el uso del gas natural se involucró como parte de los programas energéticos gubernamentales, a través de la expedición del documento CONPES N° 2571 de diciembre de 1991 y su posterior revisión mediante documento CONPES N° 2646 de marzo de 1993.

El desarrollo de esta política se concretó con el Plan de Masificación de Gas, programa este que ha permitido conectar aproximadamente 1'500.000 usuarios en todo el país. En la actualidad existen más de 12 empresas que prestan el servicio de distribución de gas natural, mediante contratos de concesión con el estado, en cada una de las regiones que hoy gozan de este servicio.

En la Costa Atlántica prestan servicio las compañías Gases del Caribe, Surtigas y Gases de la Guajira y en el Cesar Gas Natural del Cesar. En los Santanderes las empresas Gases del Oriente, Gasorient, Metrogas y Gases de Barrancabermeja. En el sur del país están las sociedades Alcanos del Huila y Neivana de Gas. En el centro las empresas Gas Natural en Bogotá, Llanogas en Villavicencio y Gases del Cusiana en Yopal.

Las nuevas concesiones definieron las siguientes zonas a servir:

- Valle: Gases del Norte del Valle del Cauca E.S.P
- Quindío: Gases del Quindío E.S.P
- Caldas: Gas Natural del Centro E.S.P
- Risaralda: Gas del Risaralda S.A. E.S.P
- Centro y Tolima: Grancolombiana de Gas S.A E.S.P
- Cundinamarca y Boyacá: Gas Natural del altiplano S.A E.S.P
- Antioquía, principalmente en el valle de Aburra. Empresas públicas de Medellín. En la actualidad EPM ofrece el servicio de gas natural a la industria y a cierta parte del sector residencial y próximamente lo hará a nivel del transporte.
- También se encuentran las empresas Gases de Occidente y Empresas Públicas de Medellín, prestando el servicio de gas propano a través de tanques estacionarios en las ciudades de Cali y Medellín respectivamente, después de obtener la concesión para la prestación del servicio.

2. MATERIALES METÁLICOS

La mayoría de los materiales no suelen utilizarse en su estado puro sino en aleaciones, formando una mezcla homogénea con otros metales o no metales que se obtienen a partir de la fusión de ambos. Entre los metales más utilizados se encuentran el hierro y sus aleaciones por diferentes causas como la economía, mejoramiento de sus propiedades al formar aleaciones entre otros.

Los metales son materiales con múltiples aplicaciones, se obtienen a partir de minerales que forman parte de las rocas. La extracción del mineral lleva a cabo en las minas a cielo abierto o subterráneas según la profundidad en que se encuentre el material. La industria siderúrgica (rama de la metalurgia que trabaja con minerales ferrosos) se extrae el mineral de hierro y se somete a diferentes procesos hasta su presentación comercial para utilizar en la fabricación de productos en la industria de elaboración.

Para la clasificación de los metales hay varios criterios, atendiendo a su procedencia pueden ser:

- Férricos: aleaciones cuyo mineral principal es el hierro
- No férricos: en este grupo tenemos los metales puros y las aleaciones que no contienen hierro.

Las propiedades de un material se definen como el conjunto de características que hacen que se comporte de determinada manera frente a factores como la luz, el calor, aplicación de fuerzas entre otros.

2.1 PROPIEDADES FÍSICAS

Se dividen en diferentes dependiendo su campo de influencia, estas van de acuerdo a su ordenamiento atómico o molecular del mismo. Estas alteran el material pero sin modificar su composición.

2.2 PROPIEDADES ELÉCTRICAS

Conductividad eléctrica es la capacidad de los materiales para permitir el paso de la corriente eléctrica. Si permite el paso de la corriente se denomina conductores y si lo impiden aislantes.

2.3 PROPIEDADES ÓPTICAS

- Opacos: no permiten ver a través de ellos
- Translucidos: permiten el paso de la luz a través de ellos pero no con nitidez
- Transparentes: los objetos se ven claramente a través de ellos

2.4 PROPIEDADES TÉRMICAS

Comportamiento de los materiales frente al calor, conductividad térmica, dilatación, contracción y fusibilidad.

2.5 PROPIEDADES MECÁNICAS

Comportamiento de los materiales frente a la acción de fuerzas exteriores

2.5.1 Elasticidad y plasticidad

- Elasticidad: propiedad de los materiales de recuperar su tamaño y forma original cuando dejan de actuar sobre ellos la fuerza que los deformaba.

- Plasticidad: propiedad de los materiales para adquirir deformaciones permanentes cuando actúa sobre ellos una fuerza.

2.5.2 Maleabilidad y ductilidad

- Maleabilidad: capacidad de los materiales de extenderse en planchas o laminas.
- Ductilidad: capacidad de algunos materiales de extenderse en forma de hilos o cables.

2.5.3 Dureza

- Resistencia que opone un material a ser rayado o penetrado por otro.
- La resistencia mecánica es la propiedad de algunos materiales para soportar esfuerzos sin romperse. Esta resistencia varía según el tipo de esfuerzo que actúe sobre ellos, compresión, tracción, flexión.

2.5.4 Tenacidad y fragilidad

- Tenacidad es la resistencia que ofrece un material a romperse cuando es golpeado
- Fragilidad es la facilidad de romperse al ser golpeado.

2.6 PROPIEDADES ACÚSTICAS

Es la respuesta de los materiales frente a estímulos externos como el sonido.

2.7 OTRAS PROPIEDADES

- Densidad: la relación entre la masa y el volumen de un material
- Porosidad de los materiales cuando presentan poros (huecos) donde puede acumularse cualquier tipo de líquido. Esta propiedad está relacionada con la densidad cuando más poroso es un material menor será su densidad.

- Permeabilidad es la propiedad que presentan los materiales que dejan filtrar a través de ellos agua u otros líquidos.

2.8 PROPIEDADES ECOLÓGICAS

2.8.1 Reciclables

Materiales que se pueden reutilizar, contribuyendo a conservar los recursos naturales y evita la acumulación de grandes cantidades de residuos.

2.8.2 Tóxicos

Materiales nocivos para el medio ambiente, son venenosos para los seres vivos y contaminan el medio ambiente.

2.8.3 Biogradables

Con el paso del tiempo, la materia se descompone de forma natural en sustancias simples.

2.8.4 Renovables

Las materias primas renovables son aquellas que existen en la naturaleza en forma limitada, se pueden regenerar.

3. TIPOS DE INSPECCIÓN

Cuando este tipo de material en diferentes tipos de maquinaria o herramientas presentan un deterioro por la acción de diferentes agentes, se realizan diferentes tipos de pruebas visuales y con otras herramientas que permitan observar más a fondo cual es la profundidad del deterioro y la vida útil dependiendo del daño que se está efectuando.

Las inspecciones realizadas a los diferentes equipos y maquinaria presente en las áreas de trabajo se realizan con el fin de generar observaciones sistemáticas para identificar los peligros, riesgos o condiciones inseguras en el lugar de trabajo que de otro modo podrían pasarse por alto, y de ser así es muy probable que ocurra un accidente, además que la eficiencia de los mecanismos en que operan los equipos sea ineficiente y las pérdidas en la ejecución de los diferentes procesos sea alta. Para ellos existen diferentes métodos para inspeccionar y entre los utilizados por su óptimo resultado y conocimiento frente a su uso se encuentran:

3.1 CORRIENTES DE EDDY

Las corrientes de Foucault crean pérdidas de energía a través del efecto Joule. Más concretamente, dichas corrientes transforman formas útiles de energía, como la cinética, en calor no deseado, por lo que generalmente es un efecto inútil, cuando no perjudicial. A su vez disminuyen la eficiencia de muchos dispositivos que usan campos magnéticos variables, como los transformadores de núcleo de hierro y los motores eléctricos. Estas pérdidas son minimizadas utilizando núcleos con materiales magnéticos que tengan baja conductividad eléctrica (como por ejemplo ferrita) o utilizando delgadas hojas de acero eléctrico, apiladas pero separadas entre sí mediante un barniz aislante u oxidadas tal que queden mutuamente aisladas eléctricamente. Los electrones no pueden atravesar la capa

aislante entre los laminados y, por lo tanto, no pueden circular en arcos abiertos. Se acumulan cargas en los extremos del laminado, en un proceso análogo al efecto Hall, produciendo campos eléctricos que se oponen a una mayor acumulación de cargas y a su vez eliminando las corrientes de Foucault. Cuanto más corta sea la distancia entre laminados adyacentes (por ejemplo, cuanto mayor sea el número de laminados por unidad de área, perpendicular al campo aplicado), mayor será la eliminación de las corrientes de Foucault y, por lo tanto, menor el calentamiento del núcleo. Este tipo de Inspección de agujeros con roto scanner, medición de conductividad, defectología con alta y baja frecuencia.

3.2 INSPECCIÓN ULTRASÓNICA A-SCAN

Parte del ultrasonido se refleja cuando cambia de medio, tal como ocurre con el sonido cuando escuchamos ecos, al estimular un elemento mecánico con una onda de este tipo, esta producirá ecos en los lugares donde se encuentren discontinuidades, trayendo información acerca de la ubicación y tamaño de dicha discontinuidad.

En la presentación Scan A el sonido viaja y al rebotar se analiza la onda puede ser completa o media onda, que se observa como en la siguiente figura, donde la altura del pico está relacionada con el tamaño del defecto y la distancia horizontal donde este aparece está relacionada con el recorrido sónico seguido por la onda dentro del material. Los patrones de calibración permitirán posicionar el defecto con precisión y los patrones de referencia permitirán establecer un nivel de comparación para estimar la severidad de los defectos.

Existen tres tipos de ondas con diferentes velocidades, (longitudinal, transversal y superficial), en general consideradas constantes para materiales sólidos, ya que, presión y temperatura afectan principalmente a líquidos y gases.

Ventajas:

- Gran poder de penetración.
- Inspección volumétrica y de la cara opuesta del material.
- Gran sensibilidad para pequeñas discontinuidades.
- Precisión en la ubicación y el dimensionamiento de discontinuidades.
- Libre de riesgos (como radiación ionizante) para el operario.
- Equipos portátiles y algunos automáticos.
- Rapidez del ensayo.

Aplicaciones:

- Inspección de materiales metálicos y no metálicos
- Juntas soldadas
- Defectología en general
- Inspección volumétrica de todo tipo de componentes mecánicos.

3.3 INSPECCIÓN VISUAL

La inspección visual es la técnica más antigua entre los Ensayos No Destructivos, y también la más usada por su versatilidad y su bajo costo. En ella se emplea como instrumento principal, el ojo humano, el cual es complementado frecuentemente con instrumentos de magnificación, iluminación y medición. No se requiere de un gran entrenamiento para realizar una inspección visual correcta, pero los resultados dependerán en buena parte de la experiencia del inspector, y de los conocimientos que éste tenga respecto a la operación, los materiales y demás aspectos influyentes en los mecanismos de falla que el objeto pueda presentar.

La Inspección Visual se puede dividir en dos grupos:

- Inspección Visual Directa
- Inspección Visual Remota

En la primera, la inspección se hace a una distancia corta del objeto, aprovechando al máximo la capacidad visual natural del inspector. Se usan lentes de aumento, microscopios, lámparas o linternas, y con frecuencia se emplean instrumentos de medición como calibradores, micrómetros y galgas para medir y clasificar las condiciones encontradas.

La inspección visual remota se utiliza en aquellos casos en que no se tiene acceso directo a los componentes a inspeccionar, o en aquellos componentes en los cuales, por su diseño, es muy difícil ganar acceso a sus cavidades internas.

Este tipo de inspección es muy usada en la industria para verificar el estado interno de los motores recíprocos, las turbinas estacionarias, compresores, tuberías de calderas, intercambiadores de calor, soldaduras internas, tanques y válvulas entre otros.

4. ESTACIÓN APIAY

La Estación de Recolección Apiay (Ver figura 3), recolecta y trata los fluidos producidos por los yacimientos K1 Inferior, K2, T1 y T2 de la formación Guadalupe de los campos Apiay, Apiay Este, Gaván y Guatiquia, para despacharlos a la Planta Apiay (VIT), una vez se cumpla con las condiciones y especificaciones establecidas para transporte y venta del crudo.

- Coordenadas de Ubicación ERA: N=942691,23, E=1077249.24

Figura 3 Estación de Recolección Apiay – ERA.



4.1 HISTORIA DE LA ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN APIAY - ERA

Con la aprobación de la Ley 20 de 1969, Ecopetrol asumió un papel más activo en la exploración de hidrocarburos en el territorio nacional. Gracias, en gran parte a esta ley, el 18 de diciembre de 1981, y como resultado de los programas sísmicos Quenane y Chaviva - Ecopetrol descubre el pozo, Apiay 1, dando nacimiento al campo Apiay.

Este pozo fue perforado por la empresa contratista ACSON y su mantenimiento estuvo a cargo de la empresa SPI. Desde aquel momento Ecopetrol ubicó su industria en la región del Ariari en el departamento del Meta.

Frente al descubrimiento, la vicepresidencia de Producción de Ecopetrol, anunció el reciente hallazgo del pozo petrolero y las altas perspectivas de encontrar un campo productivo con un crudo de calidad magnífica, de 26° API. “La mayor parte de la producción de este campo provenía de la unidad K1 y K2, formación Guadalupe”.

Sin embargo, aquel descubrimiento sólo podría confirmarse después de nuevas perforaciones. Para ello, perforaron el pozo Apiay 2, el cual resultó seco, pero permitió delimitar lateralmente el yacimiento. Igualmente se perforó el pozo Apiay 3, que inició producción en diciembre de 1982.

Desde su inicio, Ecopetrol destacó que el descubrimiento del campo Apiay no tenía precedente, pues había sido realizado por medio de trabajos directos de Ecopetrol. Su costo oscilaba en alrededor de \$136 millones y la primera prueba arrojaba una producción entre 800 y 1.300 barriles diarios de crudo.

El primero de marzo de 1983, se inició oficialmente la producción del campo Apiay, comprobándose la producción comercial de los pozos Apiay 1 y Apiay 3. Actualmente el Campo Apiay lo conforman los campos Gaván (1995), Guatiquía (1985) y Apiay Este (1987).

4.2 SEPARACIÓN DE FLUIDOS

El fluido recolectado en el manifold es direccionado hacia los separadores (ver figura 4) a través del múltiple de distribución a separadores en donde se puede alinear el fluido de los colectores con el separador que se requiera, de acuerdo a

la distribución de cargas establecida. Los separadores trifásicos horizontales ASEP111, ASEP112 y ASEP114 son utilizados como separadores generales y el separador ASEP113 como separador de prueba.

Figura 4. Separadores Generales

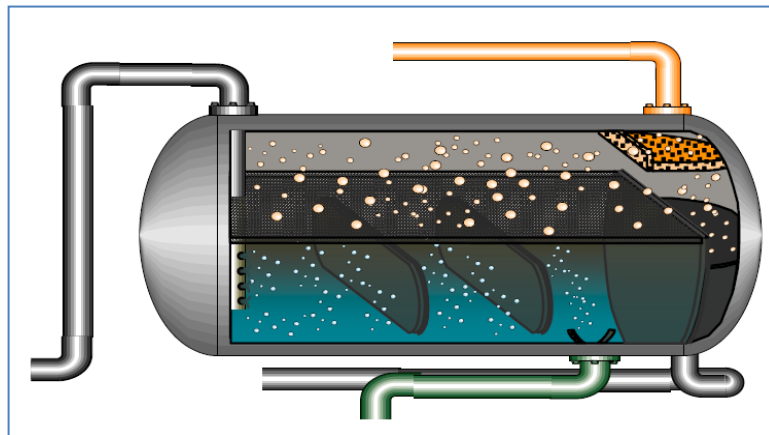


El gas fluye por la parte superior hacia la línea del sistema de recolección de gas (cabezal de gas), allí se cuenta con la facilidad de direccionar hacia la planta de gas o la planta de enfriamiento de gas, la operación normal es hacia la Sección de enfriamiento, donde se le disminuye la temperatura al fluido proveniente de los separadores, condensando los líquidos que posteriormente son direccionados hacia los sistemas donde se disponen, agua hacia sumidero API y los hidrocarburos (condensados) hacia el AD 151 donde se almacenan y después de drenar son despachados hacia los tanques de tratamiento ATK105 y ATK106.

El gas se direcciona hacia la planta de Gas Apiay. El crudo que por diferencia de densidades con el agua se queda en la parte superior y por control de nivel, cae a un baffle o compartimiento del separador, con una deshidratación inicial superior al 80%, es enviado a los tanques de acuerdo a las necesidades operativas (ATK103; ATK104; ATK105; ATK106; ATK107) mediante un múltiple de distribución.

La salida de agua en los separadores se realiza por la parte inferior, el agua que sale de todos los separadores se direcciona hacia un múltiple de distribución a tanques. El agua puede ser enviada a cualquier tanque de tratamiento o de lavado de la estación, hacia los tanques de lavado ATK103/ATK107 o directamente al separador API 102, siempre y cuando se tenga una calidad de agua óptima para realizar esta última operación.

Figura 5. Vista Interna Separador trifásico de hidrocarburos de Producción General



4.3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE ENFRIAMIENTO CON AEROENFRIADORES EN LA ESTACIÓN APIAY

Los parámetros que se tienen en cuenta para seleccionar el tipo de sistema de enfriamiento más conveniente incluyen: el tipo de turbina, las condiciones climáticas, las horas de operación de la turbina, la relación entre flujo másico y potencia generada y el precio de la energía en el mercado. En la estación de Apiay se implementa un sistema por enfriamiento mecánica que consiste en dos aeroenfriadores, todo el sistema de la planta de gas se constituye de la siguiente forma:

4.3.1 Tratamiento De Gas.

El gas proveniente de los separadores ASEP111/ ASEP112/ ASEP113/ ASEP114, es recolectado en un cabezal de diez (10”) pulgadas, que conduce el fluido hasta la planta de enfriamiento, allí al pasar por intercambiadores, donde es enfriado por medio de cuatro ventiladores que se puede observar en la figura 6 y figura 7, luego el gas pasa al separador trifásico ASEP170, donde se separa el gas del agua y los condensados, finalmente, el gas se envía hacia la planta de Gas Apiay.

Figura 6. Vista Panorámica planta de enfriamiento de Gas



Figura 7. Vista Panorámica Aero enfriadores AE 171 A/B



Tabla 3 Datos de diseño tomados de la placa ubicada en los AE172 A/B

	AE-172A	AE-172B
Año de Construcción	2001	2001
Serial	TD5609	TD5609
Presión de diseño	3,5 bar	3,5 bar
Temperatura de diseño	143,3 °C	143,3 °C
Presión de Prueba	7,9 bar	7,9 bar
Capacidad	900 litros	900 litros
Peso Total Vacío	3200 Kilogramos	3200 Kilogramos
Fluido Contenido	Gas de Separación	Gas de Separación

Los condensados producto de la separación del ASEP 170, ingresan al separador Bifásico ASEP-171, donde se retira la mayor cantidad de agua, mejorando su calidad, el agua producto de la separación de los ASEP 170 y ASEP 171 es enviada a una caja de paso que está comunicada con el sumidero API1.

El condensado se envía por medio de la bombas AP151A/B al Drum AD151 de almacenamiento de condensado (observar figura 8), de allí por medio de la Bomba AP152 se puede direccionar hacia los ATK105 Y ATK106 a través de válvulas dispuestas en las líneas que van desde la salida de crudo de los separadores hacia los tanques en mención, también se cuenta con facilidad para retornarlos hacia el manifold.

Figura 8. Sistema de Separación de Condensado



Tabla 4 Especificaciones Bombas de Condensados.

BOMBAS DE CONDENSADOS	
AP151A/B	Gould Pumps
m/Hr	2.5
RPM	1800
Presión Hidrostática	78 Kg/cm ²
Head (Ft)	10.9
Motor	US Electric
RPM	1745
Temperatura Máxima	40° C a 1000 m
HP	7.5

4.3.2 Subsistema Gas De Tea

Se debe aclarar que la estación Apiay cuenta con un solo sistema de gas, donde el gas de alta presión descarga solo en casos de sobrepresión al cabezal que va hacia la Tea.

El sistema de Tea está conformado por una serie de facilidades, distribuidas por toda la estación, que recolectan el gas que no es enviado a la planta, sino que es conducido a las afueras de la estación para ser quemado al ambiente a través de la Tea. El gas que se quema en la tea ilustrada en la figura 9 es proveniente principalmente de las botas de gas de los tanques, además de contar con facilidades para quemar también los gases de las válvulas de seguridad de los separadores, planta de enfriamiento y manifold, además de las válvulas de presión y vacío de Tanques.

La línea de gas a Tea ingresa al Drum AD155, permitiendo el envío del gas hacia la tea, mientras que el condensado es succionado por la bomba AP155 y enviado al Drum de botas; el AD155 cuenta igualmente con un drenaje que llega descarga al sumidero API.

Figura 9. Drum de Gas a Tea



Figura 10. AD1105 Drum de disparo de válvulas de Seguridad



Datos de diseño

Tabla 5 Datos de diseño Aeroenfriadores 172 A/B

DATOS DE DISEÑO	
EQUIPO:	AE 172 A
TAG / NOMBRE COLOQUIAL:	
SERIAL No:	TD5608
# INVENTARIO:	
MODELO:	
FABRICADO POR:	OLMI
AÑO DE FABRICACIÓN:	2001
DIMENSIONES [FT]:	20,979 X 24,0
LONGITUD [in]:	
CAPACIDAD [LTS]:	900
TEMPERATURA DE DISEÑO [°F]:	290
PRESIÓN DE DISEÑO [PSI]:	50
PRESIÓN DE PRUEBA [PSI]:	114
MAWP:	
MDMT:	
CORROSIÓN ALLOWANCE [in]:	1/8
RADIOGRAFÍA:	SPOT
CÓDIGO CONSTRUCCIÓN:	
PESO TOTAL VACÍO [LBS]:	
PESO HAZ TUBULAR [LBS]:	
DATOS DE OPERACIÓN	
SERVICIO:	ENFRIADOR DE GAS DE SEPARACION
TEMPERATURA DE ENTRADA [°F]:	238,5 TUBOS/ 104 AIRE
TEMPERATURA DE SALIDA [°F]:	140 TUBOS/ 146 AIRE
PRESIÓN DE OPERACIÓN [PSI]:	18
CALOR INTERCAMBIADO [BTU/H]:	9 040 690
FLUIDO CIRCULANDO:	GAS
MATERIALES	
HAZ DE TUBOS: ASTM A 516 Gr 70 N; MATERIAL EMPAQUE: Aluminio	



DATOS DE DISEÑO	
EQUIPO:	AE 172 B
TAG / NOMBRE COLOQUIAL:	
SERIAL No:	TD5609
# INVENTARIO:	
MODELO:	
FABRICADO POR:	OLMI
AÑO DE FABRICACIÓN:	2001
DIMENSIONES (FT):	20,979 X 24,0
LONGITUD (in):	
CAPACIDAD (LTS):	900
TEMPERATURA DE DISEÑO (°F):	290
PRESIÓN DE DISEÑO (PSI):	50
PRESIÓN DE PRUEBA (PSI):	114
MAWP:	
MDMT:	
CORROSIÓN ALLOWANCE (in):	1/8
RADIOGRAFÍA:	SPOT
CÓDIGO CONSTRUCCIÓN:	
PESO TOTAL VACÍO (LBS):	
PESO HAZ TUBULAR (LBS):	
DATOS DE OPERACIÓN	
SERVICIO:	ENFRIADOR DE GAS DE SEPARACION
TEMPERATURA DE ENTRADA (°F):	238,5 TUBOS/ 104 AIRE
TEMPERATURA DE SALIDA (°F):	140 TUBOS/ 146 AIRE
PRESIÓN DE OPERACIÓN (PSI):	18
CALOR INTERCAMBIADO (BTU/H):	9 040 690
FLUIDO CIRCULANDO:	GAS
MATERIALES	
HAZ DE TUBOS: ASTM A 516 Gr 70 N; MATERIAL EMPAQUE: Aluminio	



El proceso de refrigeración mecánica inicia con la separación del agua libre y los condensados del gas de alimento a un FWKO (free water Know out). Luego, el punto de rocío de agua del gas debe disminuirse antes de ser enfriado para prevenir hidratos en el proceso, para esto se inyecta glicol al gas después de salir del FWKO y antes de empezar el enfriamiento. El propósito de este enfriamiento es condensar la fracción deseada de GLP y LGN⁶.

⁶ ARTHUR J. KIDNAY Y WILLIAM R. PARRISH, Fundamentals of natural gas processing, 2006

4.4 SISTEMAS DE ENFRIAMIENTOS DE GAS⁷

En los sistemas mecánicos, químicos, nucleares y otros, ocurre que el calor debe ser transferido de un lugar a otro o bien, de un fluido a otro. Los intercambiadores son dispositivos que permiten realizar dicha tarea. Un entendimiento básico de los componentes mecánicos de los intercambiadores de calor es necesario para comprender cómo estos funcionan y operan para un adecuado desempeño.

Los tipos de intercambiadores de calor más utilizados en la industria del petróleo y gas son:

- ✓ Intercambiadores de carcasa y tubos.
- ✓ Intercambiadores de doble Tubo.
- ✓ Intercambiadores de Placa y marco.
- ✓ Intercambiadores de calor enfriados con aire.
- ✓ Calentadores de Fuego.
- ✓ Torres de Enfriamiento.

4.4.1 Intercambiadores de calor enfriados por aire

Están compuestos por un haz de tubos aletados externamente, montados sobre dos cabezales que hacen las funciones de colector y distribuidor de fluido.

El fluido del proceso entra en una de las boquillas en el extremo fijo y la placa de partición lo fuerza a fluir a través de los tubos hacia el otro extremo. Aquí atraviesa al resto de tubos y regresa al extremo fijo y sale por la otra boquilla. El aire es lanzado verticalmente a través de la sección de las aletas para enfriar el fluido del proceso. Cada tubo tiene un tapón en cada extremo, de modo que los tubos puedan ser limpiados o tapados individualmente. El conjunto de tubos también

⁷ GREGORIG, Romano. "CAMBIADORES DE CALOR". Ediciones URMO S.A. España 1979.

podría ser montado en un plano vertical, en el caso de que el aire fuera lanzado horizontalmente por el ventilador.

Los Intercambiadores de calor refrigerados por aire son usados principalmente cuando la ubicación de la planta y las condiciones ambientales no permiten un uso fácil y económico de otros sistemas de refrigeración, estos se pueden observar en la figura 11 junto con las partes que lo componen. Las ventajas más evidentes de los Intercambiadores de calor refrigerados por aire son las siguientes:

- Ningún problema derivado de contaminación térmica o química de fluidos refrigerantes
- Flexibilidad para cualquier ubicación de la planta y adaptación al terreno (instalación sobre otras unidades)
- Reducción de los costes de mantenimiento
- Fácil instalación mediante montaje por pernos
- Menor impacto medioambiental que los intercambiadores de carcasa y tubos debido a la eliminación de suministro de agua auxiliar.

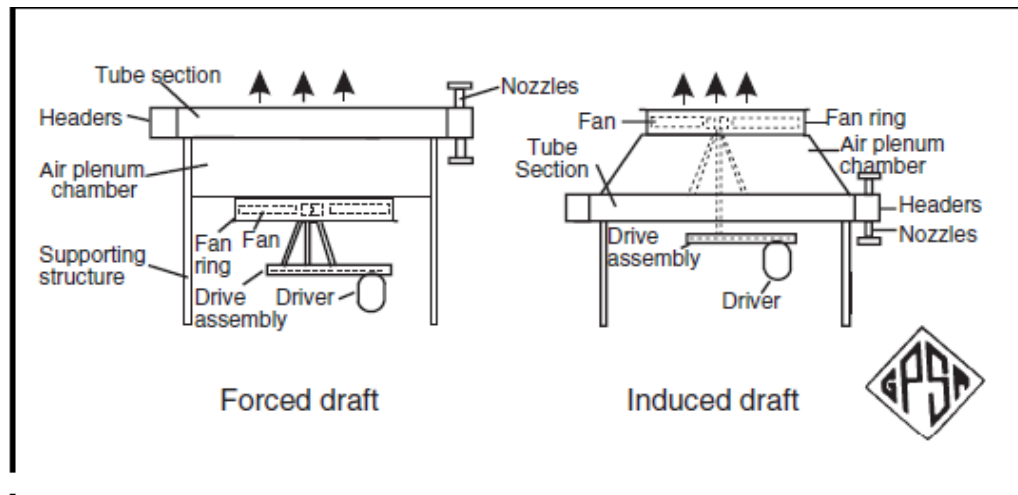
Otro elemento primordial son los ventiladores que fuerzan la circulación del aire a través de los tubos aletados.

Hay dos tipos: de tiro forzado y tiro inducido.

- Intercambiadores de tiro forzado: Permite un mantenimiento más sencillo de los ventiladores. Los ventiladores envían aire a temperatura ambiente con la consecuente mayor eficiencia.
- Intercambiadores de tiro inducido: Las virolas están montadas encima del haz de tubos y protegen la superficie aleteada del viento, lluvia, nieve y parcialmente del granizo. La ubicación de los ventiladores asegura también una

distribución óptima del aire, limita la recirculación del mismo y permite niveles más bajos en las pasarelas de mantenimiento. Los ventiladores manejan aire caliente.

Figura 11. Tipos de intercambiadores de Calor enfriados por Aire



Fuente: GPSSA Engineering Data Book.12 Edición, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 2004, Capítulo 10

Componente de los enfriadores con aire:

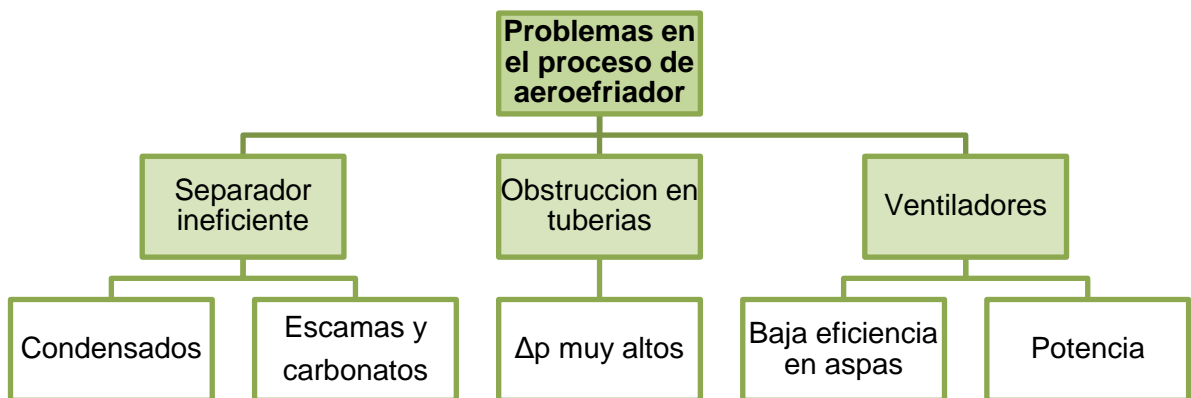
- ✓ Ventiladores: Usualmente oscilan en el rango de 4 a 16 pies de diámetro. es común encontrar dos ventiladores en cada bahía para asegurar algo de enfriamiento en caso de falla de los ventiladores.
- ✓ Tubos: Longitud más común es de 30 pies, aunque se pueden fabricar más largos en longitudes en el rango de 8 a 60 pies. Los tubos tienen aletas debido a que el aire tiene un bajo factor de ensuciamiento y una baja eficiencia en la transferencia de calor.
- ✓ Cabezales: Los cabezales pueden ser de tipo tapón o de tapa bridada. La mayoría de los equipos usa cabezales del tipo tapón, los cuales son más económicos y permiten un acceso parcial a los tubos para propósitos de mantenimiento expansión.

- ✓ Reductores de velocidad: permiten una rotación de las aspas menor a la rotación del eje motor. Los tipos ,más comunes de reductores son:
- Correas en V: Pueden ser dos o tres bandas separadas o una sola banda, se usan hasta potencias de 30 hp.
 - Correa Cog: No tiene deslizamiento, por lo tanto es más eficiente. Puede trabajar hasta 50 HP.
 - Engranaje de Angulo recto: Se usa para más de 50 HP y requiere mayor mantenimiento.

5. PROBLEMAS EN EL PROCESO DE ENFRIAMIENTO DEL GAS

En la industria petrolera existen varios problemas tales como la falta de regularidad, la confiabilidad y eficiencia que impiden el normal funcionamiento de los procesos de obtención de sus derivados. En el desarrollo de una planta de gas se presentan diferentes procesos que permiten la obtención de un gas óptimo para la entrega, entre estos se encuentra la transferencia de energía por medio de los intercambiadores de calor por medio de ventiladores los cuales Son diversos los usos que se le pueden acreditar a cada uno de los tipos de intercambiadores existentes, pero en general, los intercambiadores son usados para recuperar calor entre dos corrientes en un proceso, pero en medio de este se pueden generar diferentes inconvenientes afectando de esta forma la línea en el proceso. Para entender cuáles son las falencias en este proceso se deben estudiar diferentes aéreas desde el post al aeroenfriador o durante el proceso interno, entre los problemas técnicos se encuentran:

Figura 12. Esquema problemas en la eficiencia del aeroenfriador



5.1 SEPARADOR INEFICIENTE

En general un separador para realizar sus funciones de retirar todo el líquido del gas y todo el gas del líquido consta de las cuatro secciones de las que ya se ha hablado, pero además posee una serie de dispositivos en cada una de sus secciones que ayudan a un funcionamiento más efectivo del separador. Veamos ahora un poco en detalle cómo trabajan algunos de los diferentes tipos de separadores.

En este caso se utiliza un separador trifásico en aquellos campos donde la producción de agua es muy baja, casi nula, y además ésta no viene emulsionada con el petróleo sino que en la sección de asentamiento de líquido el agua y el aceite se separan por segregación. La diferencia entre el separador bifásico (figura 13) y el trifásico está en la sección de acumulación de líquidos pues en este último hay separación de agua y aceite y por tanto la sección de acumulación de líquido tendrá una salida para el agua y una para el aceite y un sistema de control para la interfase agua – aceite y otro para la interfase aceite - gas. Como casi siempre el petróleo es más liviano que el agua la capa de aceite estará por encima de la de agua.

Figura 13. Separador bifásico



Fuente: blog de microfiltracion industrial Ltda

Pero si en el momento de realizar con eficiencia los diferentes procesos el gas que sale del separador contiene cantidad de líquidos suficientes que alimenten de oxígeno la tubería y el canal en el aerofriador, estos presenten inconvenientes como la oxidación y deterioro del material, disminuyendo de esta forma la eficiencia del proceso y aumentando la vida útil del equipo⁸.

Cuando estos inconvenientes aumenten los líquidos y sales presentes en el gas tienen la facilidad de generar escamas y por ende obstrucciones en la tubería que comunica el separador con el aerofriador, por lo tanto el flujo variaría en su velocidad como la disminución del flujo de temperatura y el aumento de la presión de llegada al siguiente paso.

La corrosión sería un agente con mayor participación ya que en su creación este genera un deterioro en el material a consecuencia de un ataque electroquímico por su entorno, la velocidad a la que tiene lugar dependerá en alguna medida de la temperatura, la salinidad del medio y las propiedades de los materiales en cuestión, entre ellos puede mencionarse los procesos de desgaste por fricción, por erosión o por diversos otros factores mecánicos.

Existen varios tipos de corrosión:

5.1.1 Tipos de corrosión

Las destrucciones por corrosión pueden dividirse en los siguientes tipos principales:

1. Corrosión uniforme.
2. Corrosión local.
3. Corrosión intercrystalina.

⁸ Failure Analysis of Reactor Influent Air Cooler in Hydrocracker Unit, Corrosion 2014. March 9-13. Henry B. Gonzalez Center. San Antonio, Texas. USA.

- Corrosión uniforme:

El metal se destruye en forma uniforme por toda la superficie. Este tipo de corrosión se observa con más frecuencia en metales puros y en aleaciones del tipo de solución sólida homogénea, dentro de medios muy agresivos, que impiden la formación de las películas protectoras.

- Corrosión local:

En este caso, la destrucción se produce en algunas regiones de la superficie del metal. La corrosión local aparece como resultado de la rotura de la capa de protección de óxidos u otra; de los puntos afectados, la corrosión se propaga al interior del metal. Este tipo de corrosión es más común en aleaciones de múltiples componentes. Los defectos de la superficie (rasguños, rebabas etc.) favorecen el desarrollo de la corrosión local.

- Corrosión intercrystalina:

Se trata de la destrucción del metal o la aleación a lo largo de los límites de los granos. La corrosión se propaga a gran profundidad sin ocasionar cambios notables en la superficie y por eso puede ser causa de grandes e imprevistas averías.

Otro inconveniente presentado en el desarrollo de este proceso son las obstrucciones que componentes carbonatados se producen debido al fenómeno cuando la dureza del agua actúa.

5.2 OBSTRUCCION EN TUBERIA

En muchas oportunidades existe la posibilidad de evitar o disminuir la posibilidad de una falla en el sistema, lamentablemente los procedimientos de servicio incorrecto son evidentes en sus síntomas tiempo después de su ingreso al sistema, tiempo suficiente para asignar el problema a otra causa. Procedimientos

de servicio muy complejos generan un problema mayor, los costos económicos podrían superar generosamente los materiales utilizados.

El interior del sistema de refrigeración debe estar rigurosamente limpio en todo momento, cualquier clase de contaminación puede provocar desperfectos continuamente y daño permanentes en partes internas. La entrada de aire, humedad y polvo cuando se abren los extremos de tubos, válvulas y otras partes, representan un grave peligro. Por esta razón hay que tener mucho cuidado en todas las etapas de una reparación o instalación para evitar más tarde costosas reparaciones. En sistemas de refrigeración podrían encontrarse basuras como oxido, polvo, partículas de cobre, etc. Esta contaminación es producto de un procedimiento técnico incorrecto, lo cual, puede generar daños mecánicos como obstrucción de filtros y dispositivos de expansión⁹.

La temperatura de descomposición del aceite es una particularidad de cada tipo, aunque esta puede variar de manera significativa en presencia de otros contaminantes. Debemos seguir las recomendaciones directas de fabricantes de compresores, en cuanto a las temperaturas máximas y tipo de aceite a utilizar. Genéricamente podemos comentar que la temperatura máxima a medir en la descarga no debe exceder los 125 ° C , asumiendo que en la válvula de descarga la temperatura es de 20 a 30 °C mayor, esta es una condición de operación anormal.

Causas comunes de elevadas temperaturas de descarga son:

- a) Condensadores sucios.
- b) Gases no condensables.
- c) Elevada razón de compresión.
- d) Sobrecalentamiento excesivo del gas de succión.

⁹ Life Cycle Costing Based Decision Making For Reactor Effluent Air Coolers in Refineries. Corrosion 2002. Institute of technology Industrial Engineering and Department, Ookayama Meguro, Tokyo. Japan

Un claro ejemplo de la carbonización y el deterioro al material

Figura 14. Carbonización del material



Fuente: contaminación en sistemas de refrigeración MMA

Los gases no condensables (NCG), como su nombre implica, no son capaces de Condensarse dentro de un condensador de refrigeración o aire acondicionado a diferencia de los gases refrigerantes. Esto puede tener un grave impacto en las condiciones de funcionamiento del sistema, la energía eficacia, y la vida útil de un sistema. Estos gases tienen puntos de ebullición bajos que para cualquier condición práctica que pueda experimentar un sistema.

Estos son contaminantes que se pueden encontrar en los sistemas de aire acondicionado y de refrigeración. Estos gases se infiltran en los sistemas herméticos del siguiente modo:

- 1) Hay gases no condensables presentes durante la fabricación y permanecen debido a una evacuación incompleta.

- 2) Los gases no condensables se desprenden de diversos materiales del sistema o se forman por descomposición de los mismos a elevadas temperaturas durante el funcionamiento del sistema.
- 3) Los gases no condensables entran debido a pérdidas en el lado que baja (presión inferior a la atmosférica).
- 4) Se forman gases no condensables a partir de reacciones químicas entre los refrigerantes, lubricantes y otro material durante el funcionamiento.

La presencia de deltas de presión altos implica un aumento significativo en la obstrucción de la tubería y por ende disminución en la eficiencia del aerofriador utilizado.

No debe asumir automáticamente que una alta presión significa la presencia de gases no condensables. Otras causas potenciales de alta presión:

- a) Reducción flujo de aire en el condensador.
- b) Condensador sucio.
- c) Retorno de aire caliente.
- d) Sobrecarga de refrigerante.
- e) Error de diseño.

5.3 VENTILADORES

Los aerofriadores son equipos en los cuales se retira calor de una corriente de proceso (en una operación de enfriamiento y/o condensación) usando aire como medio refrigerante. La mayor ventaja de estos equipos frente a los refrigerados por agua es que hacen innecesario todo el equipamiento que implica un circuito de agua de enfriamiento (torre, bombas, cañerías, sistemas de tratamiento, etc.). Por esto, son la opción obligada en plantas donde no existe o está colmada la capacidad de enfriamiento con agua. Otros usos típicos son como condensador de tope de las columnas de destilación, para enfriar productos de salida de planta

hacia tanques de almacenaje, como condensadores de ciclos frigoríficos, como enfriadores inter-etapa y post-enfriadores de compresores de gas, etc.

Los aeroenfriadores se configuran en las llamadas bahías que constan de los siguientes componentes:

- Mazos de tubos: cada mazo es un conjunto de tubos aletados transversalmente por cualquiera de los distintos métodos posibles (arrolladas, incrustadas, extruidas, etc.), cabezales de chapa soldada en calidad espesor según las condiciones de diseño y soportes de tubos.
- Ventiladores: son de flujo axial y mueven el aire en sentido perpendicular a los tubos. Si se ubican impulsando el aire frío a través de los mazos el equipo es de tiro forzado; si, en cambio, se ubican encima de los mazos aspirando el aire caliente, el equipo es de tiro inducido.
- Pleno: es el espacio cerrado que permite lograr un flujo de aire bien distribuido entre el ventilador y los tubos. Los hay de tipo transición o de sección recta.
- Estructura: consta de las columnas y las vigas que soportan al resto del equipo.

Este sistema puede presentar diferentes tipos de inconvenientes técnicos generando así déficit en el sistema de enfriamiento. Las aspas del ventilador pueden verse afectadas por la potencia con que se maneje y por lo tanto minimizar cada vez su capacidad de empleo en el proceso, si esta parte del sistema se afecta no se efectuara ningún proceso al gas y por lo tanto la salida de este en el aeroenfriador estaría viendo afectada la entrega del gas y en condiciones no favorables para el desempeño de la planta.

Por otro lado la transferencia de energía se ve afectada cuando las aspas del ventilador no funcionan correctamente y a medida del tiempo llegan a ser defectuosas a un nivel tan bajo que la vida útil del aeroenfriador llega a cero.

la radiación que es esta energía radiante y es transportada por ondas electromagnéticas, por este motivo, la energía radiante puede transmitirse aún en el vacío. Como consecuencia de este fenómeno, dos cuerpos colocados en el vacío que están a diferentes temperaturas alcanzan el equilibrio térmico debido a que el de menor temperatura recibe energía radiante del otro cuerpo de mayor temperatura¹⁰. Cuando la energía radiante es absorbida por un cuerpo, se transforma en calor; no obstante la energía radiante también puede ser reflejada (difundida) o refractada (propagada) por los cuerpos. Trataremos únicamente la energía radiante emitida por los sólidos y los líquidos, pues la emitida por los gases obedece a leyes muy diferentes.

En cambio, los gases, emiten energía radiante de relativamente pocas frecuencias, las cuales son características de las moléculas del gas.

Si la radiación emitida por un cuerpo se hace incidir sobre un prisma, se descompone en radiaciones monocromáticas cuyo conjunto se denomina "espectro". Cada radiación monocromática corresponde a una determinada longitud de onda λ , que está relacionada con la velocidad de propagación c por la ecuación: $\lambda = c \cdot T$. Donde T es el período correspondiente al fenómeno periódico al cual responde la radiación¹¹.

Por otra parte, $T = 1 / u$; siendo u la frecuencia.

La energía emitida por un cuerpo depende de su temperatura.

La energía radiante recibida por un cuerpo, en general puede dividirse en tres partes:

- a) la energía transmitida o programada por el cuerpo sin absorberla;
- b) la energía reflejada o difundida según las leyes de la óptica y
- c) la energía que el cuerpo absorbe

¹⁰ ZEMANSKY, MARK W.- CALOR Y TERMODINÁMICA. EDIT. AGUILAR S.A 1979

¹¹ SEARS, FRANCIS W.- TERMODINÁMICA. EDITORIAL REVERTÉ, S.A. 1969

La cantidad de energía transmitida, reflejada o absorbida por un cuerpo, depende de la naturaleza del material, de la superficie y de la longitud de onda de la radiación. En realidad no existen cuerpos totalmente permeables o impermeables.

El poder emisivo o de emisión E , de un cuerpo, se define como la cantidad de calor emitida por unidad de superficie y por unidad de tiempo, en una dirección dada. El valor de E depende fundamentalmente del valor de λ y de T . En general se expresa relacionándola con el poder emisivo del cuerpo negro ideal¹².

Se denomina coeficiente de emisividad e a la relación entre el poder emisivo del cuerpo E , y el poder emisivo del cuerpo negro E_s , en iguales condiciones. O sea:

Ecuación 1 coeficiente de emisividad

$$e = \frac{E}{E_s}$$

En la expresión anterior vemos que “ e ” debe ser un número, independiente de las unidades en que se mida el poder emisivo y cuyo valor está comprendido entre 0 y 1.

Por medio de este mecanismo principal que es donde los ventiladores son participe en primer lugar cada efecto que se realiza sobre el gas que está transitando por el aeroenfriador permitiendo enfriar el gas y evitar la salida de cualquier condensado que afecte la calidad de entrega de este.

¹² RESNICK Y HALLIDAY.- FISICA, EDITORIAL CECSA, PARTE I, 1990

Al realizar un estudio de cada uno de los factores que afectan el desempeño del aerofriador se observan diferentes parámetros a evaluar, para ello se realizan inspecciones permitiendo observar diferentes resultados a diferentes tiempos de cómo es el comportamiento del material del equipo y a su vez como este afecta el desarrollo del proceso que se realiza para la transferencia de energía al fluido.

6. INSPECCIONES REALIZADAS EN LOS AEROENFRIADORES 171 A-B

Luego de un análisis minucioso a las diferentes inspecciones realizadas y en base a los resultados brindados durante 4 años se observó cómo se comportaba la temperatura del gas que entraba al aerofriador y cuál era el desempeño de este a través de una línea de tiempo. De esta forma se estudió el comportamiento positivo o negativo respecto a la efectividad del equipo y como esto repercutía en las necesidades establecidas por la planta de gas para su entrega.

Para la planta de gas de Apiay la temperatura de entrega del gas por parte del aerofriador debe ser inferior a los 95 °F, por lo tanto se debe tener un seguimiento del proceso previo para que el gas se encuentre en condiciones adecuadas y no ocasione sin convenientes en la calidad del gas a venta y en la infraestructura de los equipos en la planta de tratamiento de gas.

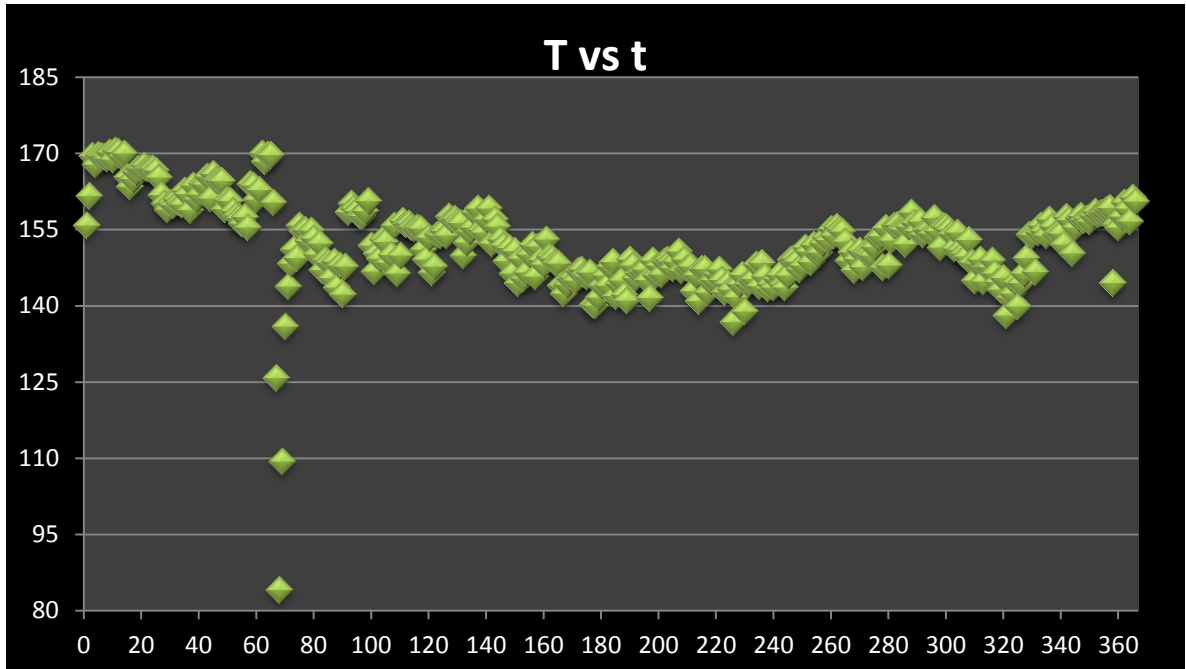
Para ellos se tomó en cuenta los años 2012, 2014 y lo transcurrido del 2015, y como era el funcionamiento del aerofriador. Se revisaron las temperaturas de entrada en el Aerofriador, la temperatura de salida de él en esta línea de tiempo y por ende analizar las falencias presentadas y como se comportaban luego de haberse realizado las inspecciones pertinentes.

La gráfica 1 me indica el comportamiento a través del año 2012 de la temperatura de entrada al aerofriador luego la gráfica 2 me indica como es la tendencia de la temperatura de salida del aerofriador en el mismo año y luego se busca analizar en la gráfica 3 el comportamiento de la temperatura de salida y de esta forma observar cómo se encuentra el desarrollo interno entre la transferencia de energía y poderlo comparar con el porcentaje de eficiencia del aerofriador teniendo en cuenta las dos temperaturas.

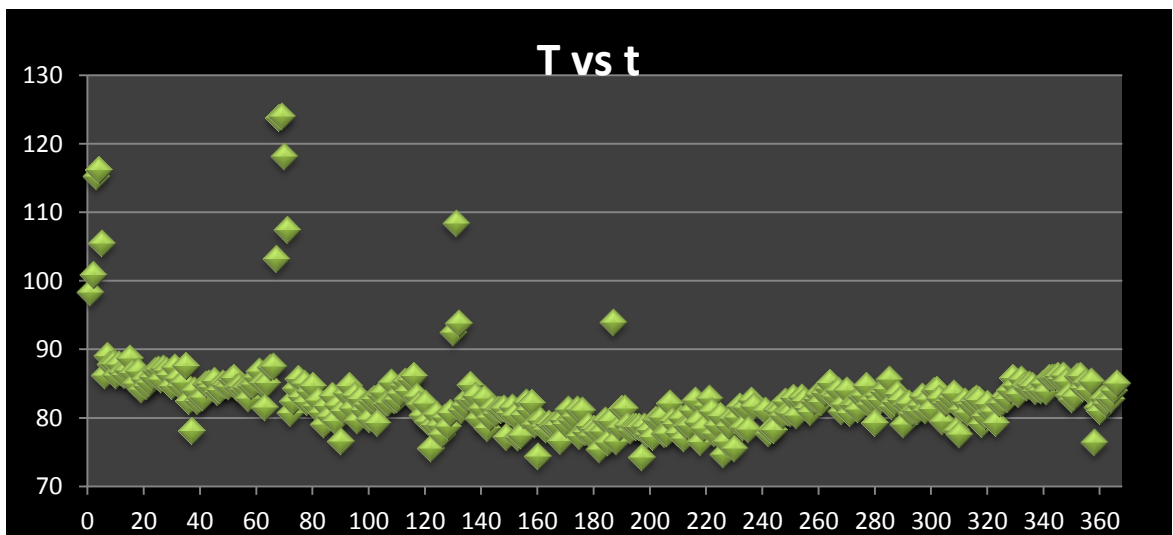
Ecuación 2 porcentaje de eficiencia

$$\% \text{ efic} = \frac{\text{temp. entrada} - \text{temp. de salida}}{\text{temp. de entrada}} * 100$$

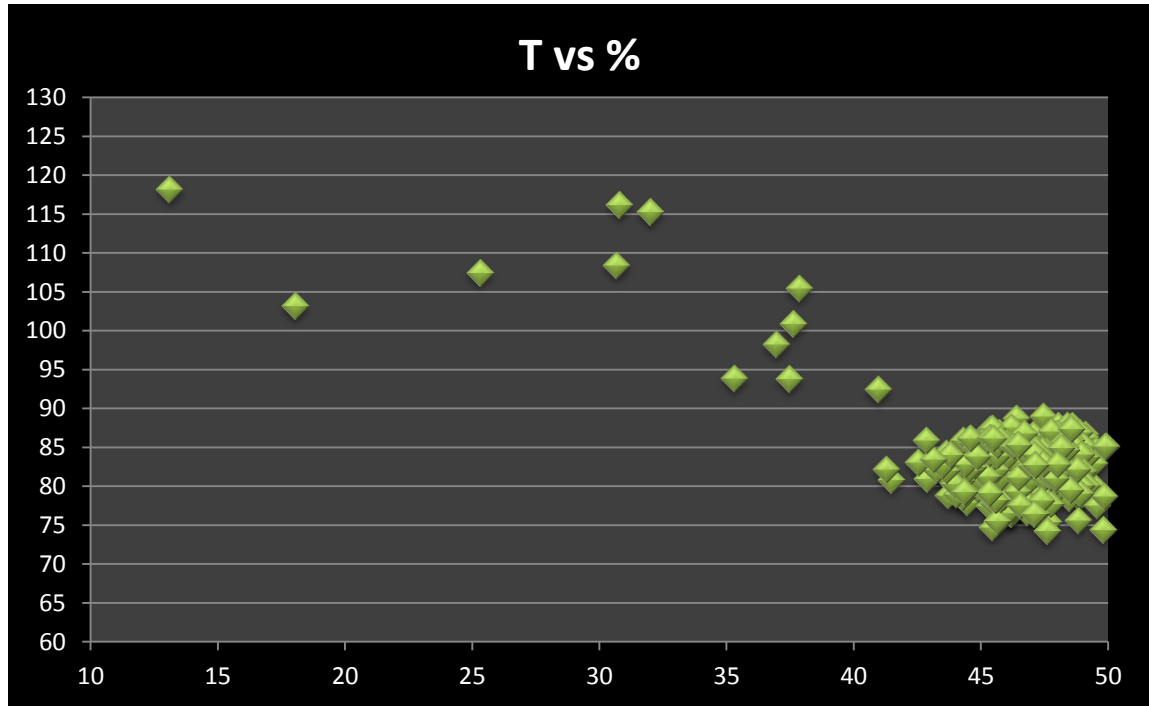
Grafica 1 Temperatura de entrada del gas al aerofriador vs tiempo



Grafica 2 Temperatura del salida del gas del aerofriador vs tiempo

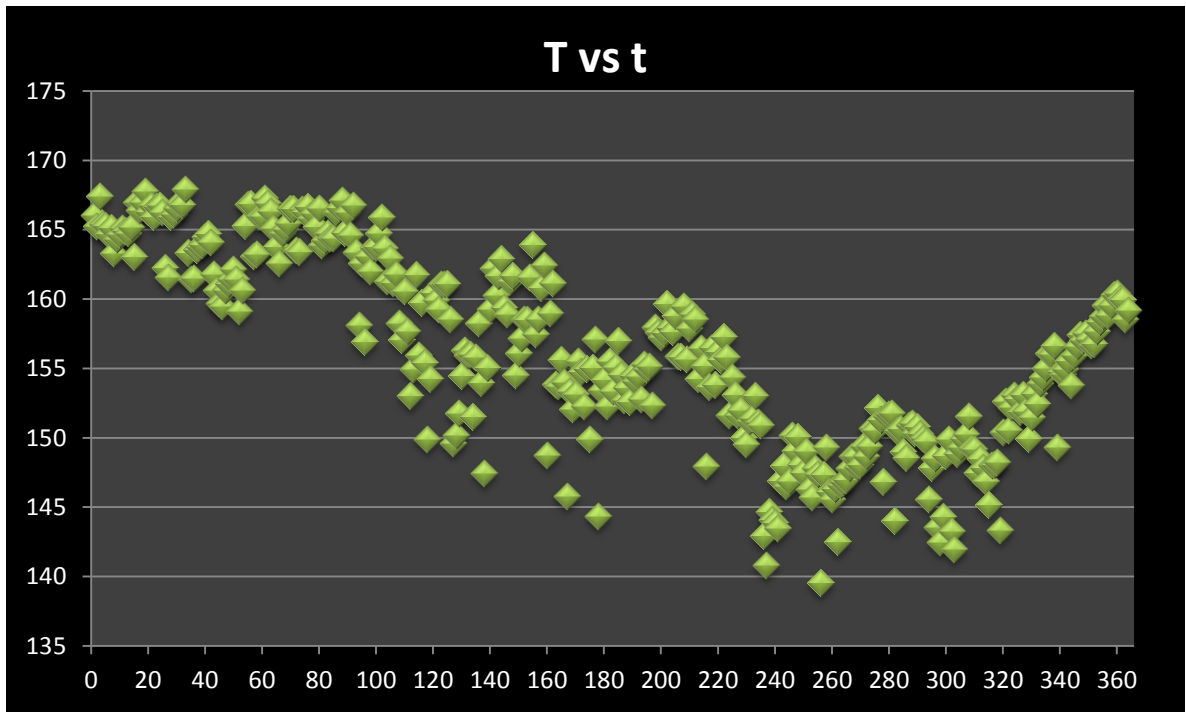


Grafica 3 Temperatura de salida del gas vs % de eficiencia

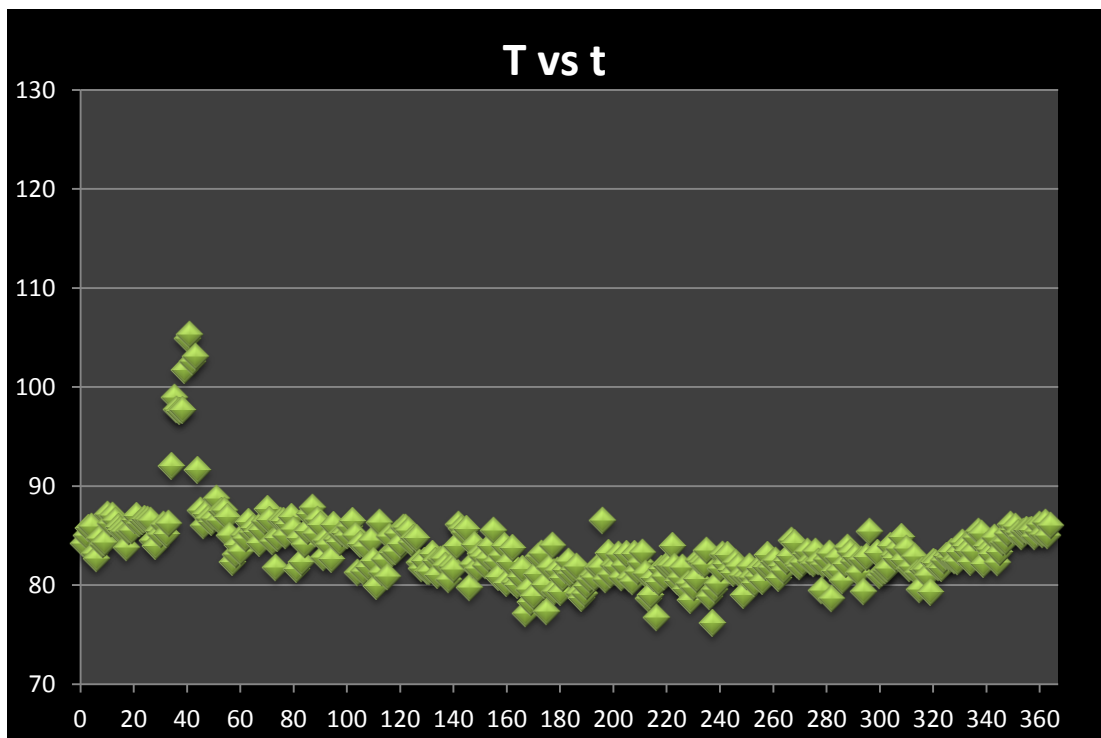


Como se puede observar en la Gráfica 1 las temperaturas de entrada oscilan entre (140 y 170) ° F con la presencia de algunas temperaturas dispersas en el primer mes del 2012 respecto a la ejecución del equipo. La salida de la temperatura se ve reducida en casi la mitad permitiendo observar que el proceso se encuentra realizando correctamente pero si se observa por otro lado se tienen varias temperaturas de salida muy dispersas y lejanas del rango necesario para la entrega a la planta de gas, indicando no un comportamiento homogéneo que en la gráfica 3 cuando se analiza el porcentaje de eficiencia notando como varias temperaturas se encuentran fuera de los 95 °F.

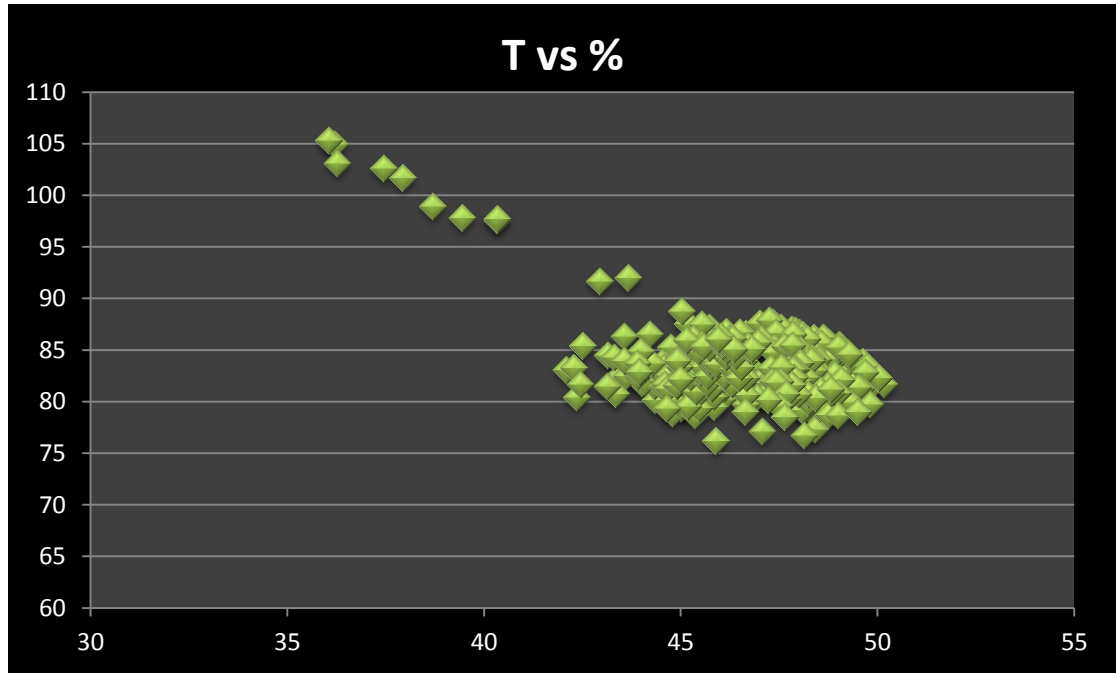
Grafica 4 Temperatura de entrada del gas al aerofriador vs tiempo (2014)



Grafica 5 Temperatura de salida del gas del aerofriador vs tiempo (2014)

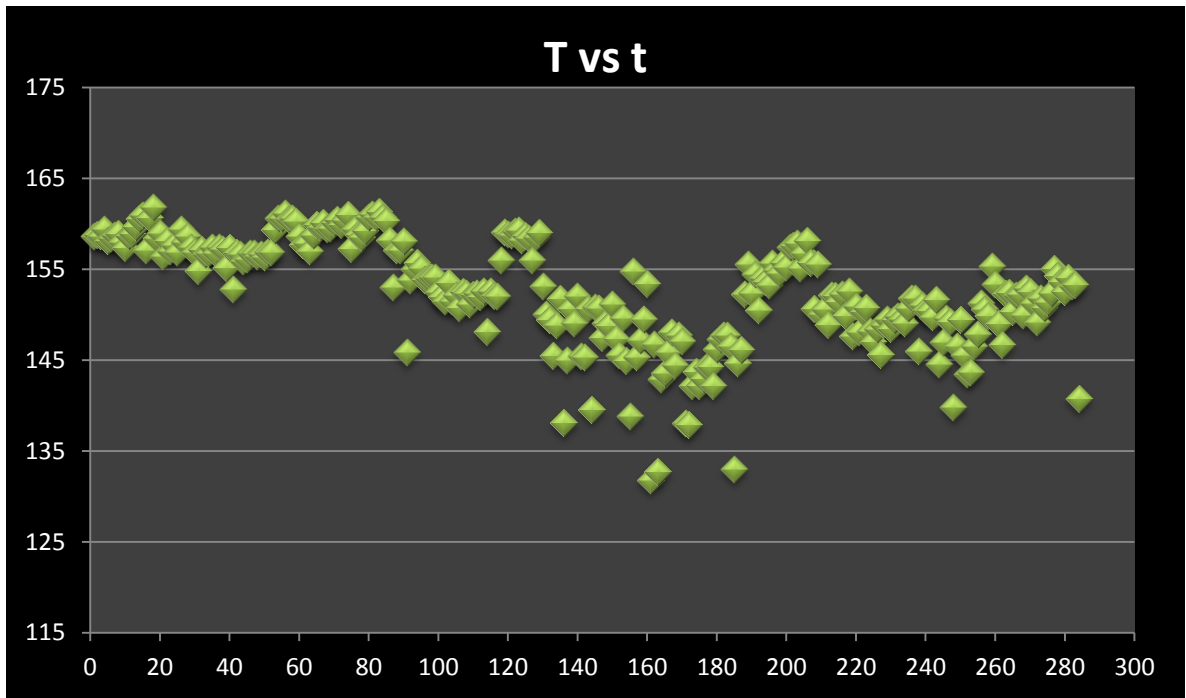


Grafica 6 Temperatura de salida del gas del aerofriador vs % eficiencia (2014)

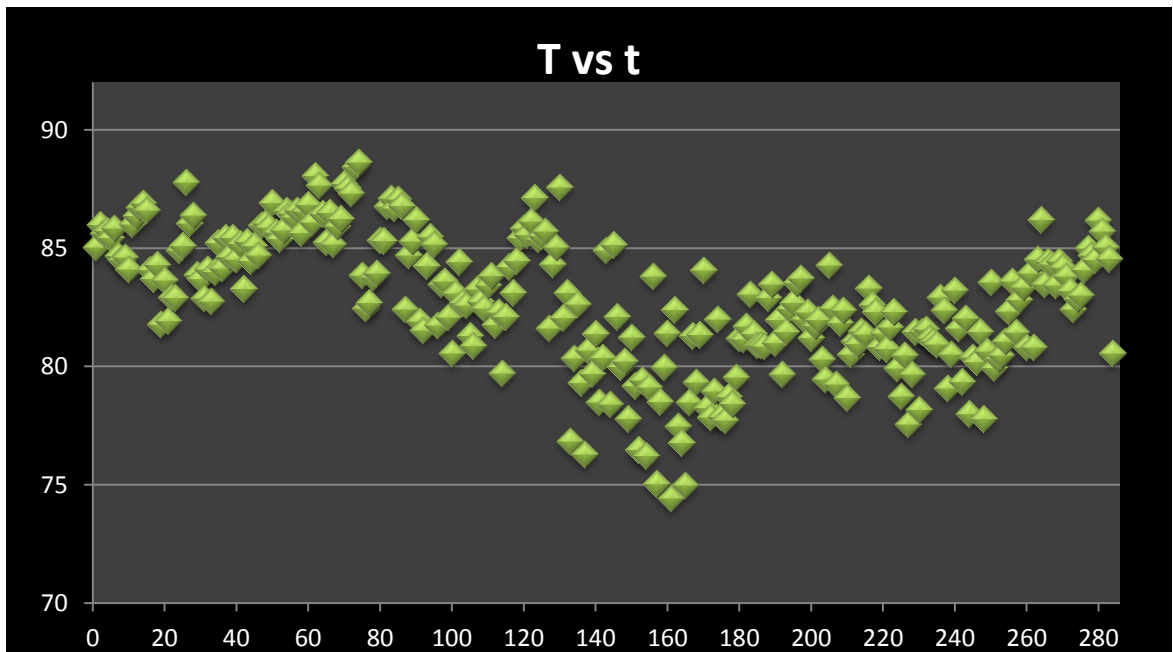


La tendencia de la temperatura en la gráfica 4 indica como los rangos manejados para la entrada del aerofriador se encuentran entre (140 y 170) ° F y la gráfica 5 manifiesta la presencia de temperaturas altas más considerable si se tiene en cuenta el comportamiento de la temperatura en el año 2012. Si se observa la última grafica (grafica 6) la concentración de muchas de las temperaturas se encuentran en el mismo rango de efectividad aproximadamente entre el (44 y 52) % pero con varias de ellas dispersas y fuera del rango aceptable para envió a la planta, en este año el aerofriador indica una mejor efectividad en su desarrollo, a pesar de ser un año posterior a inspecciones pertinentes y soluciones pero que no se habían manifestado positivamente o no en el resultado esperado durante el año.

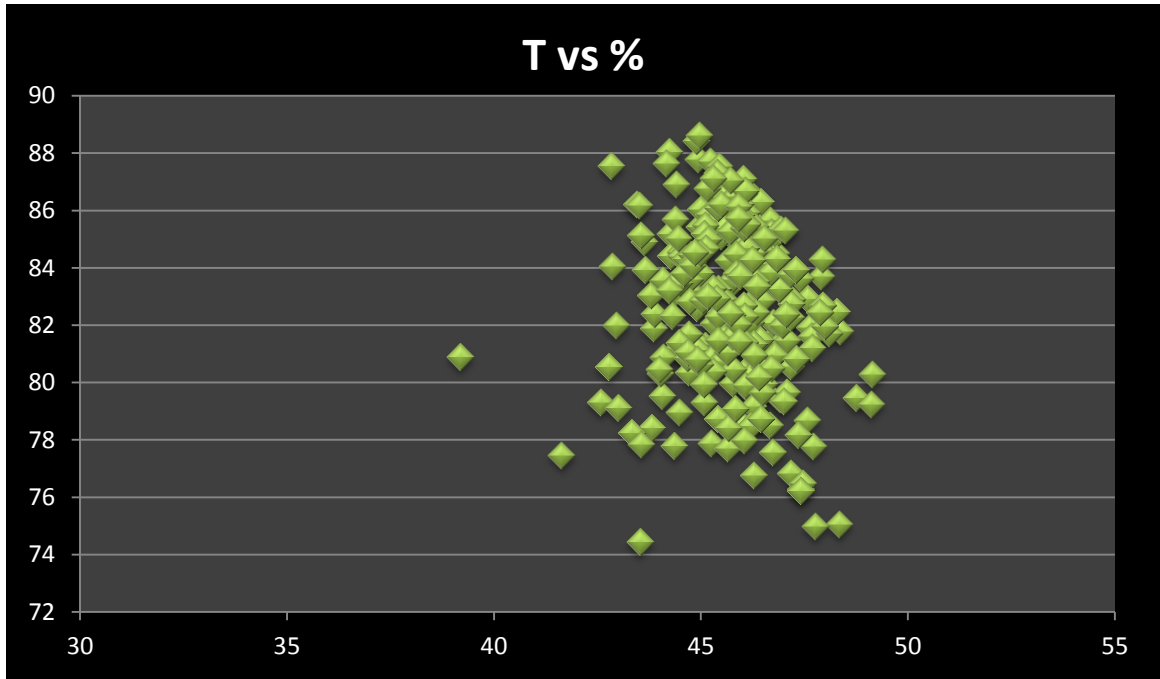
Grafica 7 Temperatura de entrada del gas al aereofriador vs tiempo (2015)



Grafica 8 Temperatura de salida del gas del aereofriador vs tiempo (2015)



Grafica 9 Temperatura de salida del gas del aerofriador vs % efectividad



El comportamiento de la temperatura de entrada al aerofriador en el año 2015 (lo transcurrido de él) muestra un rango de temperaturas entre (135 y 160) °F las cuales han sido disminuidas mediante el proceso realizado por el aerofriador resultado ilustrado en la gráfica 8 manejando una disminución considerable y aceptable para la entrega del gas a la planta, además de mantenerlas todas en un rango sin dispersiones indicando un comportamiento homogéneo entre las temperaturas, este se puede notar también en la gráfica 9 donde la eficiencia mostrada se encuentra todas juntas y las temperaturas de salida del gas no superan los 89 °F.

Los años analizados fueron posteriores a las inspecciones realizadas (2009, 2011, 2013) para observar si las soluciones presentadas habían cumplido con el mejoramiento del proceso realizado por el equipo. Aunque si se observa el % de eficiencia en las temperaturas para los 3 años graficados todas se encuentran en un rango parecido y valido, a medida que aumentaban los años las temperaturas

de salida del gas se encontraban más homogéneas y en rangos más bajos indicando un progreso en el aerofriador.

Para que este análisis realizado por medio de las gráficas se implementaron los métodos de inspección visual, inspección por ultrasonido, corrientes de Eddy, medición en película seca y pruebas de calibración durante diferentes años y permitiendo determinar cuáles son las causas del deterioro en el sistema y como afecta la vida útil del equipo.

Teniendo en cuenta todas las pruebas realizadas periódicamente en diferentes años iniciando en el 2007 el análisis realizado al aerofriador empezó a mostrar deterioro en los tubos; por lo cual con el equipo de mantenimiento se tomó la decisión de condenar uno de ellos, ya que presentaba el peor estado. Para Enero del 2008 fueron condenados 3 tubos más por la misma razón haciéndose este caso cada vez más frecuente en el Aerofriador hasta llegar al 2009 cuando para mediados de este año se terminaron por condenar 22 tubos más, bajando así la eficiencia del equipo. Estos datos son presentados en la Tabla #1 con mayor detalle entre el periodo de 2007 a 2009, resultado de la inspección de integridad a dicho aireador, en Diciembre de 2011, incluyendo de forma específica datos del equipo, su ubicación, registro de inspección visual realizada, inspección con ultrasonido y porcentaje de reducción en el espesor de los tubos.

Se determinó una velocidad promedio de corrosión en los tubos de 0,007 in/año, para el año 2014 en el mantenimiento realizado se condenaron 11 tubos, lo cual ha llevado que en la actualidad hayan un total de **140** tubos condenados que corresponden al 43% del total de estos y los cuales la mayoría corresponden a las 3 filas superiores de tubos, con casi un 50% de disminución significativa en su espesor, esto ha llevado a la presencia de fugas de gas y condensado.

6.1 AEROENFRIADOR A

La inspección visual permitió observar como en el revestimiento externo e interno las láminas frontales de los cabezales occidental (con bridas de entrada y salida de gas) y oriental (sin bridas) se observó que la capa de acabado presenta deterioro alrededor de los agujeros donde se alojan los tapones (observar figura 15), generalmente desprendimiento y por lo tanto se observa oxidación en los puntos sin protección.

- En las láminas que hacen de cubierta superior de los cabezales se encontraron puntos de oxidación sobre toda su superficie debido a la falla del recubrimiento. En el cabezal oriental este daño no es tan frecuente.
- En la lámina que hace de cubierta inferior del cabezal oriental se encontraron depósitos de color blanco y marrón debido a la acumulación de agua residuos de hidrocarburo.
- En general el recubrimiento galvanizado de las láminas de cubierta del conjunto cabezales-tubos y del plenum de los ventiladores están en buen estado aunque se detectaron zonas con depósitos blancos (zonas de acumulación de óxido de zinc) pero no son evidencia de deterioro.

Figura 15. Foto inspección



Por otro lado Las conexiones principales (entrada y salida de gas) están en buen estado. No se observa deformación ni daño mecánico. Se detectaron algunos puntos de oxidación en donde ha perdido el recubrimiento y en la tornillería. Las conexiones de drenaje del cabezal sin bridas no presentan deformación ni daño mecánico, aunque se observan algunas áreas con oxidación.

La inspección externa indico como Los tubos presentan oxidación externa entre la placa-tubos y el inicio de las aletas como lo manifiesta la figura16, pero no se detectó reducción de espesor de pared.

- Las aletas de los tubos en la cercanía del cabezal con bridas presentan aplastamiento debido la falta de rejillas de protección. Casi un 30% del área aleteada visible entre cabezales esta aplastada.
- En el interior del plenum se detectaron fugas a través de los tubos ya que los condensados del gas se dirigen al interior del plenum por goteo y se acumulan entre las aletas generando zonas oscuras, posteriormente estos goteos alcanzan las láminas y el ventilador.
- El equipo presenta placa de fabricación legible, pero no se detectó tag de identificación.
- El equipo no presenta indicadores de presión pero presenta indicador de temperatura en la tubería de entrada de gas.
- Las aspas del ventilador y sus elementos de fijación al eje del motor están en buen estado. No se detectaron deformaciones de su sección transversal o en el borde de ataque de las aspas. El espacio entre la punta de las aspas y el anillo del plenum se conserva evidenciando así que no hay contacto entre estos elementos.
- Los ejes de los motores no presentan deformaciones o daños mecánicos. No se observan residuos de grasa utilizada en la lubricación periódica de los cojinetes.
- Las rejillas de protección contra los ventiladores en rotación están en buen estado.

Figura 16. Foto inspección # 2



La prueba de ultrasonido SCAN A produjo los siguientes resultados

Durante la verificación de espesores del cabezal oriental se encontró lo siguiente:

- La tapa fija tiene un espesor promedio de 0,888 in y un espesor mínimo de 0,876 in, que son superiores al espesor nominal de fabricación, 0,866 in (22 mm), según lo indicado en los planos de diseño del fabricante del equipo (OLMI, Italia).
- La cubierta superior tiene un espesor promedio de 0,494 in y un espesor mínimo de 0,486 in.
- La cubierta inferior tiene un espesor promedio de 0,488 in y un espesor mínimo de 0,484 in.
- La cubierta izquierda tiene un espesor promedio de 0,488 in y un espesor mínimo de 0,480 in.
- La cubierta derecha tiene un espesor promedio de 0,491 in y un espesor mínimo de 0,483 in.
- Durante la verificación de espesores del cabezal occidental se encontró lo siguiente:
 - La tapa fija tiene un espesor promedio de 0,889 in y un espesor mínimo de 0,878 in. que son superiores al espesor nominal de fabricación, 0,866 in (22

mm), según lo indicado en los planos de diseño del fabricante del equipo (OLMI, Italia).

- La cubierta superior tiene un espesor promedio de 0,486 in y un espesor mínimo de 0,481 in.
- La cubierta inferior tiene un espesor promedio de 0,491 in y un espesor mínimo de 0,485 in.
- La cubierta izquierda tiene un espesor promedio de 0,486 in y un espesor mínimo de 0,483 in.
- La cubierta derecha tiene un espesor promedio de 0,486 in y un espesor mínimo de 0,483 in.

Los espesores mínimos y promedio de cada una de las cubiertas son superiores al espesor nominal de fabricación, 0,472 in (12 mm), según lo indicado en los planos de diseño del fabricante del equipo. Las unidades utilizadas en el diseño y fabricación las láminas fueron milímetros y se halló su equivalencia en pulgadas.

ESPEORES MEDIDOS CON EQUIPO DAKOTA MVX

Calibración con escalerilla AISI 4340 en paso 0,500 in.

Tabla 6 Espesores medido para cabezal occidental

MEDIDA	Placa tapones fija					Cubierta			
	1	2	3	4	5	SUP	INF	IZQ	DER
1	0,888	0,888	0,888	0,887	0,892	0,488	0,488	0,490	0,490
2	0,888	0,885	0,891	0,888	0,891	0,481	0,497	0,483	0,487
3	0,889	0,884	0,886	0,885	0,889	0,482	0,492	0,484	0,484
4	0,878	0,889	0,887	0,883	0,885	0,488	0,490	0,484	0,486
5	0,886	0,84	0,885	0,887	0,888	0,484	0,490	0,488	0,484
6	0,895	0,888	0,887	0,891	0,93	0,487	0,494		
7	0,899	0,885	0,885	0,892	0,891	0,492	0,488		
8	0,894	0,885	0,887	0,892	0,889	0,490	0,488		
9	0,895	0,889	0,886	0,886	0,886	0,487	0,490		
10	0,892	0,890	0,890	0,891	0,881	0,488	0,496		
11	0,883	0,889	0,883	0,894	0,891	0,485	0,488		
12	0,886	0,886	0,884	0,894	0,891	0,488	0,485		
13	0,878	0,890	0,891	0,888	0,897	0,487	0,491		
14	0,889	0,907	0,889	0,887	0,894	0,482	0,492		
MIN	0,878	0,884	0,883	0,883	0,881	0,481	0,485	0,483	0,484
PROM	0,889	0,889	0,887	0,889	0,890	0,486	0,491	0,486	0,486

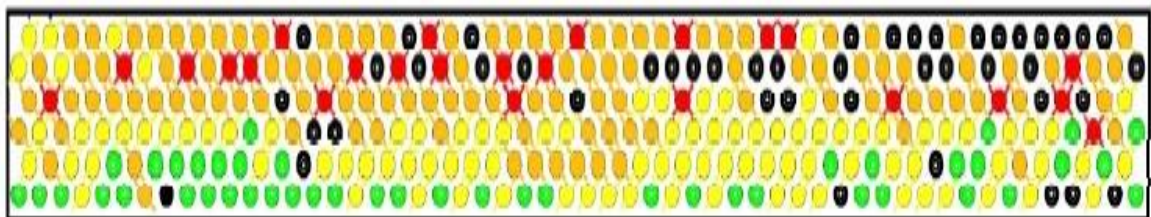
Tabla 7 Espesores medidos para cabezal oriental

MEDIDA	Placa tapones fija					Cubierta			
	1	2	3	4	5	SUP	INF	IZQ	DER
1	0,888	0,888	0,888	0,887	0,892	0,488	0,488	0,490	0,490
2	0,888	0,885	0,891	0,888	0,891	0,481	0,497	0,483	0,487
3	0,889	0,884	0,886	0,885	0,889	0,482	0,492	0,484	0,484
4	0,878	0,889	0,887	0,883	0,885	0,488	0,490	0,484	0,486
5	0,886	0,84	0,885	0,887	0,888	0,484	0,490	0,488	0,484
6	0,895	0,888	0,887	0,891	0,93	0,487	0,494		
7	0,899	0,885	0,885	0,892	0,891	0,492	0,488		
8	0,894	0,885	0,887	0,892	0,889	0,490	0,488		
9	0,895	0,889	0,886	0,886	0,886	0,487	0,490		
10	0,892	0,890	0,890	0,891	0,881	0,488	0,496		
11	0,883	0,889	0,883	0,894	0,891	0,485	0,488		
12	0,886	0,886	0,884	0,894	0,891	0,488	0,485		
13	0,878	0,890	0,891	0,888	0,897	0,487	0,491		
14	0,889	0,907	0,889	0,887	0,894	0,482	0,492		
MIN	0,878	0,884	0,883	0,883	0,881	0,481	0,485	0,483	0,484
PROM	0,889	0,889	0,887	0,889	0,890	0,486	0,491	0,486	0,486

Esta técnica es una variante de las corrientes de Eddy convencionales que busca evitar las indicaciones falsas producidas por las aletas exteriores de aluminio que afectan el campo magnético inducido por las corrientes convencionales o la técnica RFT. Sin embargo esta técnica relaciona la amplitud de la señal que evidencia las indicaciones con el volumen de los defectos y no con su profundidad, por lo tanto debe complementarse con una técnica más adecuada para la cuantificación como IRIS. De los 321 tubos del equipo se encontró que 45 estaban condenados la figura 17 lo ilustra y por lo tanto se ejecutó la inspección desde el interior de cada uno de los 276 tubos en servicio con el objetivo de detectar Indicaciones en las superficies interna y externa del tubo tales como pérdidas de metal por corrosión, picaduras y grietas. Durante esta inspección se encontró lo siguiente:

- 45 tubos presentaron reducciones de espesor menores al 10% del espesor de pared nominal (0,109 in)
- 96 tubos presentaron reducciones de espesor entre el 10 y el 25% del espesor de pared nominal (0,109 in)
- 110 tubos presentaron reducciones de espesor entre el 25% y el 50% del espesor de pared nominal (0,109 in)

Figura 17. Tubos condenados



Comparando los resultados de la verificación de espesores de los cabezales, ejecutada con UT Scan A, con los planos de diseño del fabricante del equipo, se encuentra que los valores medidos en las tapas fijas y cubiertas de los cabezales

están por encima de los espesores nominales de fabricación. Adicionalmente, en este momento las condiciones de operación están muy por debajo de las condiciones de diseño, disminuyendo así las solicitaciones de esfuerzos reales, y por lo tanto se puede concluir que los cabezales conservan su nivel de integridad original bajo las condiciones de operación actual.

También se encontró reducción de espesor apreciable en aproximadamente el 72% de los tubos (230 tubos) de los cuales aproximadamente la mitad (110 tubos) presenta una reducción entre el 25 y el 50% del espesor original, 24 tubos presentan una reducción de más del 50%. Los tubos restantes (96 tubos) presentan una reducción entre el 10 y el 25%.

La máxima reducción de espesor encontrada fue de 66% de la cual se infiere una velocidad de corrosión de 0,007 in/año que se puede clasificar como alta haciendo una comparación con los parámetros de corrosividad de la norma *NACE Standard RP0775-2005 Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations*. Esta velocidad es superior a la velocidad de corrosión determinada por los análisis fisicoquímicos del fluido de trabajo del equipo que catalogan al gas en enfriamiento como moderadamente corrosivo en el año 2010 y 2011. Se puede identificar como la distribución de indicaciones muestra que prácticamente todos los tubos de las 3 filas superiores presentan indicaciones de al menos un 25% de reducción de espesor. La mayoría de los tubos condenados y la totalidad de los tubos con reducciones de espesor mayores al 50% también se encuentran en estas 3 filas. En las 3 filas inferiores se encuentran la mayoría de los tubos con reducciones de espesor inferiores al 25%.

Por otro lado con base en los resultados del ensayo de Corrientes Inducidas con saturación parcial, los espesores nominales de fabricación, y la verificación de espesores de los cabezales se puede concluir que la tubería es el componente que afectara la integridad del equipo en primera instancia, aunque bajo las

condiciones actuales de operación se espera que los mecanismos de corrosión activos comiencen a afectar la capacidad de contención de al menos uno de los tubos sin indicaciones pasantes en un plazo de 5,5 años. Sin embargo, visualmente se encontró evidencia de tubos que actualmente presentan fugas de gas y condensado.

6.2 AEROENFRIADOR B

Por otro lado en una inspección realizada al aerofriador se generaron resultados que permitieron detectar inconvenientes. Para ellos se implementó:

INSPECCIÓN VISUAL.- Se realizó la inspección visual encontrándose lo siguiente:

- Tiene placa de identificación en buenas condiciones y legible
- El recubrimiento externo del equipo presenta inicios de entizamiento y deterioro debido a la alta temperatura a la que este opera.
- La silla metálica y la base de concreto se encuentran en buen estado.
- Tornillos de anclaje con corrosión generalizada, sin embargo están cumpliendo correctamente su función.
- Los accesorios se encuentran con rayones y corrosión generalizada en toda la superficie.
- Aletas deformadas
- Fuga en zona Norte del enfriador en el momento de la inspección.
- Tornillos de suspensión se encuentran en buen estado para su funcionamiento

INSPECCION POR ULTRASONIDO. La inspección por ultrasonido se realizó por el método scan A según el plan de inspección sin encontrarse ninguna pérdida de espesores significativa que comprometa el buen funcionamiento del equipo.

Cada tipo de procedimiento utilizado para indagar cuales factores influían en el déficit del equipo aporó información de las causas que generaban efectos para el deterioro del material y como a medida del tiempo cada inconveniente se iba empeorando un claro ejemplo son los efectos de la oxidación y como en el material se producían deterioros que podrían no solo presentar fugas en el fluido sino contaminación para este.

Por este efecto también se llevaba a la disminución del espesor y la cantidad de tubería condenada aumentaba considerablemente llevando a minimizar la calidad del proceso y el tiempo en que se debería realizar los efectos de transferencia de energía serían cada vez más largos.

Tabla 8 Espesores

AREA	ESPESORES (in)							
	PUNTOS			PROMEDIO (in)	MINIMO (in)	RETIRO (in)	NOMINAL (in)	C.A. (in)
1	0.492	0.493	0.493	0.493	0.492	0.375	0.500	0.117
2	0.492	0.492	0.493	0.492	0.492	0.375	0.500	0.117
3	0.496	0.496	0.495	0.496	0.495	0.375	0.500	0.120
4	0.497	0.498	0.499	0.498	0.497	0.375	0.500	0.122
5	0.895	0.897	0.898	0.897	0.895	0.875	1.000	0.020
6	0.894	0.899	0.893	0.895	0.893	0.875	1.000	0.018
7	0.892	0.899	0.891	0.894	0.891	0.875	1.000	0.016
8	0.900	0.900	0.901	0.900	0.900	0.875	1.000	0.025
9	0.488	0.489	0.485	0.487	0.485	0.375	0.500	0.110
10	0.487	0.489	0.489	0.488	0.487	0.375	0.500	0.112
11	0.486	0.486	0.484	0.485	0.484	0.375	0.500	0.109
12	0.486	0.486	0.484	0.485	0.484	0.375	0.500	0.109
13	0.514	0.487	0.513	0.505	0.487	0.375	0.500	0.112
14	0.486	0.485	0.487	0.486	0.485	0.375	0.500	0.110
15	0.480	0.480	0.480	0.480	0.480	0.375	0.500	0.105
16	0.486	0.486	0.483	0.485	0.483	0.375	0.500	0.108
17	0.485	0.487	0.486	0.486	0.485	0.375	0.500	0.110
18	0.480	0.484	0.486	0.483	0.480	0.375	0.500	0.105
19	0.900	0.900	0.900	0.900	0.900	0.875	1.000	0.025
20	0.900	0.899	0.898	0.899	0.898	0.875	1.000	0.023
21	0.898	0.894	0.896	0.896	0.894	0.875	1.000	0.019
22	0.900	0.902	0.894	0.899	0.894	0.875	1.000	0.019
23	0.474	0.480	0.475	0.476	0.474	0.375	0.500	0.099
24	0.475	0.480	0.485	0.480	0.475	0.375	0.500	0.100
25	0.475	0.480	0.475	0.477	0.475	0.375	0.500	0.100
26	0.480	0.480	0.478	0.479	0.478	0.375	0.500	0.103

27	0.486	0.486	0.492	0.488	0.486	0.375	0.500	0.111
28	0.492	0.490	0.487	0.490	0.487	0.375	0.500	0.112
ESPEORES DE BOQUILLAS (in)								
PUNTOS					PROMEDIO (in)	MINIMO (in)	DIAMETRO (in)	
BOQUILLA	12	3	6	9				
ENTRADA	0,867	0,835	0,892	0,769	0,841	0,769	6	
SALIDA	0,716	0,738	0,707	0,763	0,731	0,707	6	

Figura 18. Perfil de Espesores Cabezal de Entrada y Salida del aerofriador

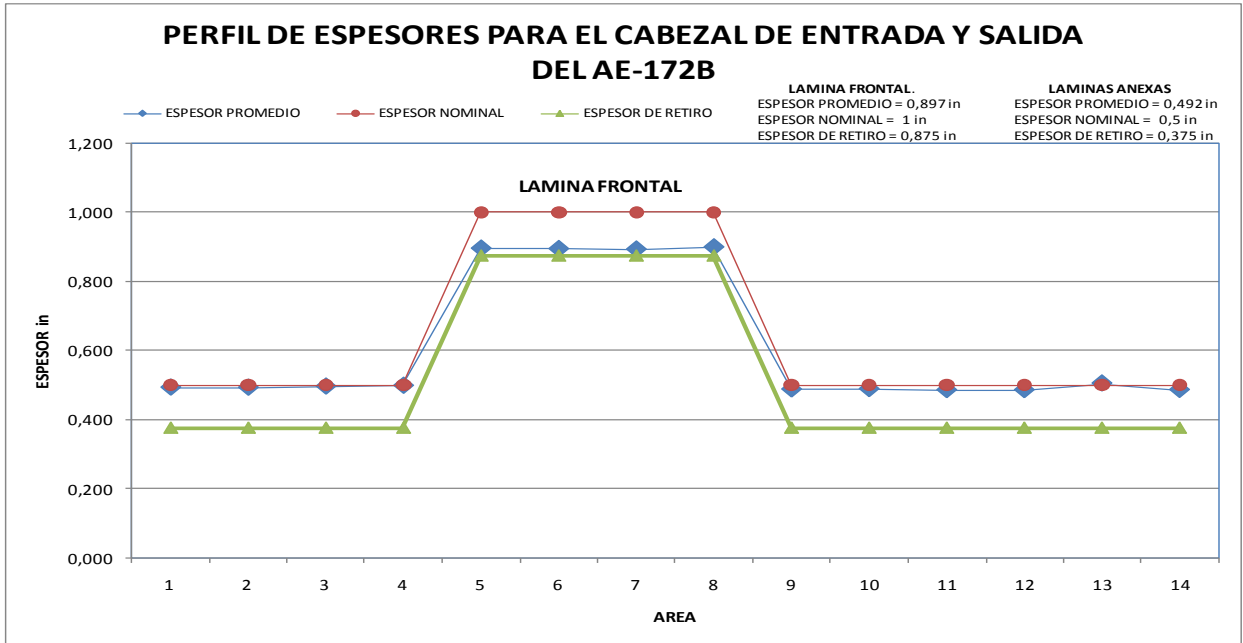
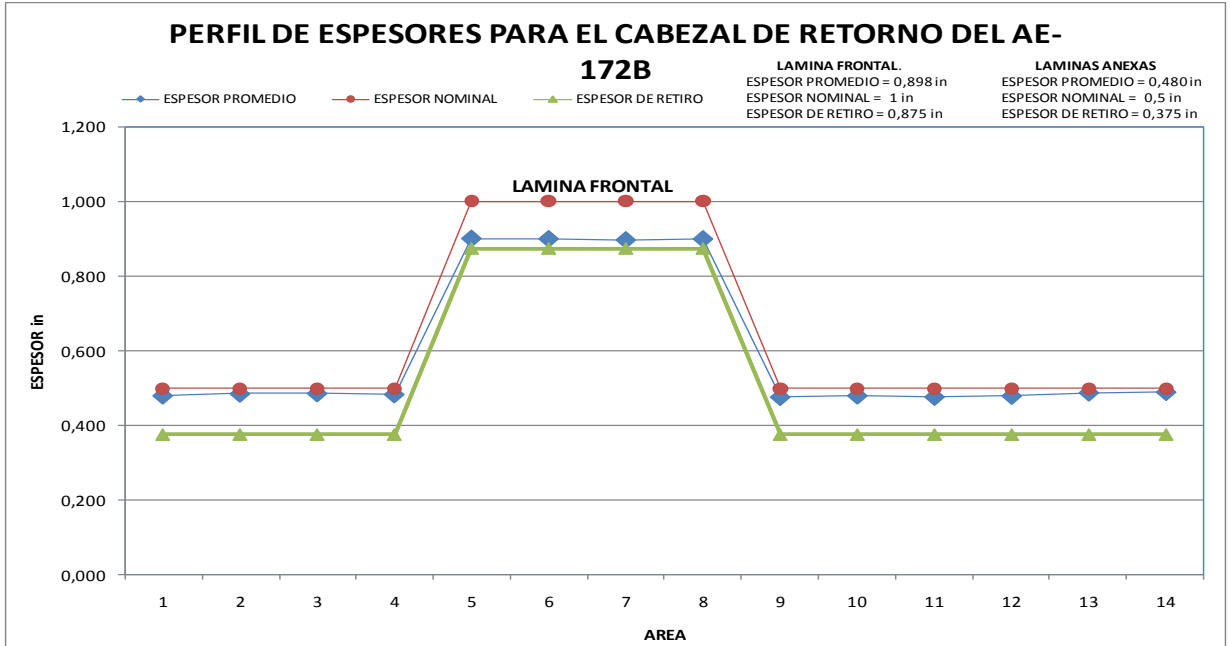


Figura 19. Perfil de Espesores para el cabezal de Retorno al aerofriador



Por medio de la explicación dada en los gráficos se observa el deterioro del equipo y este en línea de tiempo se desgasta afectando la eficiencia del aerofriador y por lo tanto la calidad del gas que se está tratando.

Además que la calidad del material del equipo luego de un análisis químico del metal de fabricación permitió concluir que este no cumplía con las especificaciones de designación ASTM A 179 ya que como se muestra en la siguiente tabla cuenta con materiales aleantes no permitidos en norma (Si, Cr y Ni).

Reporte de composición química del metal de fabricación de los tubos.

Tabla 9 composición química del metal de fabricación de los tubos

C	Mn	P	S	Si	Cr	Ni	Mo	Cu	Fe
0,0939	0,492	0,0103	0,0,03	0,20	0,13	0,118	0,0316	0,153	Balance

Además de estos inconvenientes, según base de datos: ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS (MUESTRAS DE GAS Y CRUDO), se demuestra la presencia de agentes oxidantes tales como el CO₂, H₂S y productos de la corrosión ácida como lo es el H₂O, lo cual corrobora la conclusión del informe presentado a Diciembre de 2011, donde se concluye que el tipo de corrosión presente en el equipo es de tipo ácido, en el análisis de los fluidos se muestran las concentraciones de estos; a continuación son mostradas las composiciones de estos compuestos en el gas involucrado en el proceso con el Aerofriador indicando la fecha en que fue tomada la muestra.

7. CONCLUSIONES

El tipo de corrosión presentada en el equipo es ácida, los componentes oxidantes que se encontraron y provocaron el estado crítico actual, fueron: óxido de hierro y siderita, en menores proporciones sulfuro de hierro, generando consigo daños mecánicos en el equipo.

En la carcasa se encontraron restos de Zinc, lo cual demuestra problemas en el recubrimiento hecho al equipo. El hierro al carbón del cual está construido el aireador, no cuenta con la composición requerida por la norma ASTM A 179, pues cuenta con otros elementos que no son permitidos.

La deformidad en las aspas de los ventiladores son participes en gran porcentaje en la ineficiencia del aerofriador, debido a como la potencia del equipo debe ser mayor para lograr que se genere el proceso pero a su vez como la energía debe ser mayor la vida útil del equipo disminuye por su desgaste.

8. RECOMENDACIONES

El uso en la potencia del aerofriador debe minimizarse y mantenerse en el que sea adecuado para el proceso pero sin ser tan alto porque de este modo trae como consecuencias acelerar el ritmo del equipo y sobrecalentarlo llevándolo a un deterioro continuo, además de cómo las aspas del aerofriador se vean afectadas.

Realizar un análisis periódico al equipo con el fin de llevar controles en línea de tiempo de que efectos negativos tiene el fluido o algún agente externo y esté afectando el óptimo desarrollo del equipo.

Tratar con mayor precisión las presiones de operación desde aguas abajo como aguas arriba del aerofriador, para que el delta de presión que se maneje no sea muy alto y por ende genere obstrucciones en las tuberías y de esta forma condenando parte del equipo afectando así el desarrollo del proceso.

Evaluar el comportamiento del gas y los compuestos presentes en el por medio de una herramienta software para poder obtener una hipótesis evaluada en un tiempo determinado y a las condiciones de operación del equipo, de cuáles son los factores más influyentes en el déficit del proceso.

BIBLIOGRAFIA

ARNOLD, K, STEWART, M. Design of Oil Handling Systems and facilities, Surface Productions Operations, Volume 2, 3 editions.

CEIT, UTN FACULTAD REGIONAL BUENOS AIRES.- APUNTE FISICA II B, CALOR Y TERMODINÁMICA, 1995

FERNÁNDEZ Y GALLONI.- FISICA ELEMENTAL. EDITORIAL NIGAR.

GPSA Engineering Data Book.12 Edition, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 2004, Chapter 10.

Jaramillo O.A.; INTERCAMBIADORES DE CALOR, Centro de Investigación en Energía, Noviembre 2007

Kern Donald Q., PROCESOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR, CECSA, México 1999.

Manual de Operación Estación de recolección Apiay Ecopetrol 2014.

RESNICK Y HALLIDAY.- FISICA, EDITORIAL CECSA, PARTE I, 1990

SEARS, FRANCIS W.- TERMODINÁMICA. EDITORIAL REVERTÉ, S.A. 1969

WILSON, JERRY D.- PHYSICS. EDIT.HEAT. SEGUNDA EDICIÓN, 1983

ZEMANSKY, MARK W.- CALOR Y TERMODINÁMICA. EDIT. AGUILAR S.A 1979