

ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA EVITAR LA
ACUMULACIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL EN LOS SISTEMAS DE GAS
COMBUSTIBLE DE LOS TURBOGENERADORES DEL CPF FLOREÑA.

JUAN CARLOS PALOMARES QUINTERO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA
2017

ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA EVITAR LA
ACUMULACIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL EN LOS SISTEMAS DE GAS
COMBUSTIBLE DE LOS TURBOGENERADORES DEL CPF FLOREÑA.

JUAN CARLOS PALOMARES QUINTERO

Trabajo de grado para optar al título de
Especialista de Ingeniería del Gas

Director:
Carlos Andrés Perez Balagera
Especialista Ingeniería de Gas

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA
2017

A mi Dios creador de los cielos y de la tierra y a mi familia que es mi apoyo y lo único con que cuento permanentemente hasta el fin de mis días, a mi madre su apoyo fundamental y padre por sus directrices en vida.

Al Ingeniero Carlos Andrés Perez gracias por brindarme su apoyo técnico y amistad.

CONTENIDO

INTRODUCCION	14
1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA y ANÁLISIS DE LOS EVENTOS DE FALLA EN LOS TURBOGENERADORES EN EL CPF FLOREÑA PARA IDENTIFICAR LA CAUSA RAÍZ.....	16
1.1.CONDICIONES DE OPERACIÓN CPF FLOREÑA.....	16
1.2.DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN.....	17
1.3.SISTEMAS QUE COMPONEN LAS TURBOGENERADORAS A GAS TAURUS 60.....	18
1.3.1.Descripción general de Conjunto generador impulsado por Turbina de gas Taurus™ 60S.	18
1.3.2.Sistema de Combustible de Turbina de gas.....	23
1.3.3.Descripción del Funcionamiento	25
1.3.4.Unidades de Fuel Gas 46-ME-301 A/B.	27
1.4.ANÁLISIS LOS EVENTOS DE FALLA EN LOS TURBOGENERADORES EN EL CPF FLOREÑA.....	33
1.4.1.Trabajos realizados y hallazgos	35
1.5.CAUSA RAÍZ DE EVENTOS DE FALLA POR AZUFRE ELEMENTAL EN SISTEMAS DE COMBUSTIBLE DE TURBINAS A GAS.....	39
1.5.1.Factores de riesgo.....	40
1.5.2.Recomendaciones para evitar desublimación de azufre elemental	40
2. HISTÓRICOS DE LAS CONDICIONES OPERACIONALES DEL SISTEMA DE GAS, COMBUSTIBLE Y TURBOGENERADORES.....	42
3. DESCRIPCION DE LA ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN PARA EVITAR LOS EVENTOS DE FALLAS.	47
3.1.INSTALACIÓN DE AISLAMIENTO TÉRMICO EN TRAMO DE TUBERÍA ALTA PRESIÓN CALENTADOR ELÉCTRICO DE GAS COMBUSTIBLE-46-HE-303 A TURBOGERADORES.....	50
3.2.INSTALACIÓN DE UNA DERIVACIÓN PARA DISMINUIR EL CAUDAL DE FLUJO POR EL CALENTADOR ELECTRICO DE GAS COMBUSTIBLE-46-HE-303 A/B	56
3.3.APROVECHAMIENTO DE CALOR DE UNIDAD 56-ME-301 WHRU - (WASTE HEAT RECOVERY UNIT)	60
4. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO Y SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA MÁS VIABLE QUE EVITARÁ LOS EVENTOS DE FALLA.	67
4.1.ESTIMACIÓN DE COSTO DE CAPITAL.....	67

4.2.EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS.....	68
5. CONCLUSIONES.....	71
6. RECOMENDACIONES.....	72
BIBLIOGRÁFICAS.....	73

8

Ilustración 34. Rangos de operación: Flujo de Hot Oil.....	66
Ilustración 35. Rangos de operación: Temperatura de Hot-Oil.....	66

TABLAS

Tabla 1. Información Meteorológica Área del proyecto.....	14
Tabla 2. Requisitos del gas combustible.	24
Tabla 3. (Continuación) Requisitos del gas combustible.	25
Tabla 4. Requisitos del gas combustible.	31
Tabla 5. Eventos del Turbo Generador FL-82-G-301 A.....	37
Tabla 6. Eventos del Turbo Generador FL-82-G-301 B.....	38
Tabla 7. Análisis de laboratorio, Identificación azufrados del gas combustible.....	45
Tabla 8. Cantidad Generada y Consumida de Unidades Fuel Gas.....	46
Tabla 9. HISTDATE de Unidades Fuel Gas.....	48
Tabla 10. Heat-mass balance de Unidades Fuel Gas.....	48
Tabla 11. HISTDATE II de Unidades Fuel Gas.	51
Tabla 12. Datos técnicos del motor a Gas CAT G3616.	58
Tabla 13. Costos de las inversiones para cada alternativa.	68
Tabla 14. Viabilidad técnica de las alternativas.	69

GLOSARIO

INSPECCIÓN (Inspection): proceso para el cual se verifican los materiales, componentes, unidades o equipos satisfacen uno o más requerimientos y/o especificaciones del cliente o proveedor.

SISTEMA (System): Son módulos funcionales creados para llevar el proceso de pruebas de completamiento mecánico y comisionamiento de una manera sistemática, la planta se divide en partes sobre las cuales se establece programas de entrega que concluyen los certificados requeridos que avalan su funcionalidad.

VENDOR (Vendor): Es el representante técnico que da el soporte para los equipos de la casa fabricante. El soporte puede ser durante la instalación en la fase previa al completamiento mecánico y durante las pruebas de estos equipos en las pruebas enunciadas en el procedimiento de comisionamiento y/o puesta en marcha. El soporte depende del tipo de contrato durante la adquisición del equipo indicado en la orden de compra.

BOROSCOPIO (Boroscope): También llamado videoscopio o videoboroscopio, es un dispositivo largo y delgado en forma de varilla flexible. En el interior de este tubo hay un sistema telescópico con numerosas lentes, que aportan una gran definición a la imagen. Además, está equipado con una poderosa fuente de luz.

RESUMEN

TITULO:

ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA EVITAR LA ACUMULACIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL EN LOS SISTEMAS DE GAS COMBUSTIBLE DE LOS TURBOGENERADORES DEL CPF FLOREÑA.

AUTOR:

JUAN CARLOS PALOMARES QUINTERO

PALABRAS CLAVE:

INSPECCIÓN, SISTEMA, VENDOR, BAROSCOPIO, WHRU.

DESCRIPCIÓN:

La Central de facilidades de Procesamiento CPF Floreña cuenta con dos turbogeneradores de la marca Solar Turbine referencia Taurus 60 que soportan la carga eléctrica de la planta; en marzo de 2015 sale de generación por fallas de ignición y alto flujo de combustible, quedando fuera de servicio dejando sin energía eléctrica la planta CPF Floreña, afectando la operación de la planta y seguridad del proceso, lo que ocasiona la pérdida total de energía e induce riesgos adicionales ocasionando por quemas en sistema de teas y forzar todos los sistemas de seguridad de la planta a operar en demanda.

La razón de la monografía es realizar un estudio de viabilidad técnico-económica de diferentes alternativas de solución, por ello se evalúa los eventos de falla y se identifica la causa raíz debida a la acumulación de azufre elemental causado por desublimación, lo que ocasiona que el azufre se deposite en los sistemas de gas combustible de los Turbogeneradores.

Para garantizar la operación confiable del sistema de generación se hace necesario aumentar la temperatura de entrega de gas combustible a los turbogeneradores como mínimo a 130°F; se plantean tres alternativas de solución: la instalación de un aislamiento térmico en un tramo de tubería que va a los turbogeneradores, la Instalación de una derivación antes de Calentador Electrico de Gas Combustible o el Aprovechamiento energético del calor de los gases de combustión de los turbogeneradores de la unidad 56-ME-301 WHRU. Se evalúan las alternativas desde los aspectos técnico y económico, y se dan las recomendaciones para su aplicación.

*Monografía de Especialización

** Facultad de Ingeniería Fisicoquímica, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Ing. Carlos Andrés Perez, Especialista ingeniería de gas.

SUMMARY

TITLE:

STUDY OF TECHNICAL-ECONOMIC VIABILITY TO PREVENT THE ACCUMULATION OF ELEMENTAL SULFUR IN THE COMBUSTIBLE GAS SYSTEMS OF THE CPF FLOREÑA TURBOGENERATORS.

AUTHOR:

JUAN CARLOS PALOMARES QUINTERO

KEYWORDS:

INSPECTION, SYSTEM, VENDOR, BAROSCOPE, WHRU.

DESCRIPTION:

The Central Processing Facility CPF Floreña has two Solar Turbine turbogenerators reference Taurus 60 that support the electrical charge of the plant; In March 2015, it leaves generation due to ignition faults and high fuel flow, being out of service leaving the CPF Floreña plant without electricity, affecting the operation of the plant and safety of the process, which causes the total loss of energy and induces additional risks resulting from burning in the system of HP-LP flare and forcing all the safety systems of the plant to operate on demand.

The reason for the monograph is to carry out a study of the technical and economical viability of different solution alternatives. For this reason, failure events are evaluated and the root cause due to the accumulation of elemental sulfur caused by desublimation is identified. Sulfur to be deposited in the fuel gas systems of Turbogenerators.

To ensure reliable operation of the generation system, it is necessary to increase the fuel gas delivery temperature to turbogenerators at least 130 ° F; There are three alternative solutions: the installation of a thermal insulation in a section of pipeline that goes to the turbogenerators, the installation of a bypass before the Electric Gas Heater or the energy utilization of the heat of the combustion gases of the turbogenerators of the 56-ME-301 WHRU unit. The alternatives are evaluated from the technical and economic aspects, and recommendations are given for their application.

*Monografía of Specialization.

** Physiochemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering. Mr. Ing. Carlos Andrés Perez. Specialist gas engineering.

INTRODUCCIÓN

EQUION ENERGIA LIMITED es la marca de la sucursal establecida en Colombia por BP en 1986 (BP Exploration Company), cuyos accionistas son, a partir del 24 de enero de 2011, Ecopetrol S.A. (51%) y desde abril de 2015 Repsol (49%).¹

Por más de 25 años ha desarrollado actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el departamento de Casanare, donde son operadores de cuatro Contratos de Asociación con Ecopetrol: Piedemonte, Recetor, Tauramena y Río Chitamena (estos dos últimos, ahora en compañía de Emerald Energy).² En la actualidad, la producción operada asciende a 100 mil barriles equivalentes de petróleo por día; y EQUIÓN tiene reservas y recursos equivalentes de petróleo estimados de 63 millones de barriles en los campos productores de Floreña, Pauto, Dele y Cusiana.

La Central de facilidades de Procesamiento CPF Floreña está ubicada en el Corregimiento de El Morro en zona rural del municipio de Yopal, departamento del Casanare, es operado por EQUIÓN ENERGÍA, dentro del contrato de asociación Piedemonte con ECOPETROL, con una producción de 41.500 barriles de petróleo por día (bpd), y una producción de gas de 60 millones de pies cúbicos día (MMSFCD).

El área de facilidades del CPF de Floreña, se encuentra ubicada en el departamento del Casanare, en el municipio de El Yopal, jurisdicción del corregimiento del Morro. Las condiciones ambientales del área de ubicación del proyecto se describen a continuación (ver tabla 1).

Tabla 1. Información Meteorológica Área del proyecto.

Item	Valor
Elevación	575 m.s.n.m
Presión	13.78 psia
Temperatura Ambiente	59 °F (Min)
	104 °F (Max)

Fuente: Informe Diseño Ampliación Facilidades del EPF Floreña Fase II.
GRADEX Ingeniería S.A.

Tabla con formato

Con formato: Derecha: 1,75 cm, Punto de tabulación: 4,5 cm, Izquierda

Con formato: Derecha: 1,5 cm

Con formato: Derecha: 1,75 cm, Punto de tabulación: 4,75 cm, Izquierda

Con formato: Derecha: 1,5 cm

¹ http://www.equion-energia.com/quienes_somos/Paginas/default.aspx

² http://www.equion-energia.com/nuestras_operacion/Paginas/default.aspx

En el año 2012 se iniciaron las actividades de ampliación del antiguo EPF Floreña, debido a los requerimientos en el aumento de la capacidad de tratamiento de gas, crudo y manejo de agua de producción, se hizo necesario incrementar la generación eléctrica en la facilidad por la incorporación de nuevos equipos, por lo cual se hizo necesario la implementación de dos unidades de Turbo generación.

La Central de facilidades de Procesamiento CPF Floreña cuenta actualmente con dos turbogeneradores de la marca Solar Turbine identificados con los Tags FL-82-G- 301A y FL-82-G-301B los cuales soportan la carga eléctrica de la planta, cada uno con una capacidad de generación de 3,6 MW, este tipo de turbinas a gas tienen un tipo de tecnología para prevenir la contaminación al aire con óxidos de nitrógeno (NOX = NO + NO₂) llamada SoloNOx™, la cual consiste en una tecnología de combustión de premezcla pobre seca, esta tecnología avanzada de combustión provee beneficios económicos y amigable con el medio ambiente reduciendo las emisiones contaminantes de NOx.³

El 9 y 12 de marzo del 2015 se presentan eventos de falla con los Turbogeneradores el cual queda reportado en el evento: Black Out de generación por caída de Turbogenerador FL-82-G-301B, donde se registra que el día 9 de marzo sale de generación el Turbogenerador FL-82-G-301A por fallas de alto flujo de combustible quedando en funcionamiento el Turbogenerador FL-82-G-301B el cual el día 12 de marzo sale de generación por fallas de ignición y alto flujo de combustible, quedando fuera de servicio los dos turbogeneradores dejando sin energía eléctrica la planta CPF Floreña, afectando la operación de toda la planta .⁴

Por tal razón, se requiere dar solución que garantice la operación confiable del sistema de generación eléctrica de la planta CPF Floreña, implementando las medidas que garanticen el suministro de gas de la calidad adecuada a los turbogeneradores FL-82-G- 301A y FL-82-G-301B; Desde la perspectiva económica se evitan la pérdidas de producción ocasionadas por las fallas de energía. Desde el punto de vista de seguridad de procesos la pérdida total de energía induce riesgos adicionales ocasionando quemaduras por el sistema de teas y forzando todos los sistemas de seguridad de la planta a operar en demanda, situación que aunque está considerada en el diseño, no es deseable que se presente con la frecuencia que ha venido ocurriendo.

³ SOLAR TURBINES, A driving force for power, 19 p, Brochure. Tomado de: <http://s7d2.scene7.com/is/content/Caterpillar/C10547626>

⁴ EQUION ENERGIA LIMITED, Reporte de Evento de integridad & gestión de activos, 12 de marzo del 2015. Yopal. Casanare

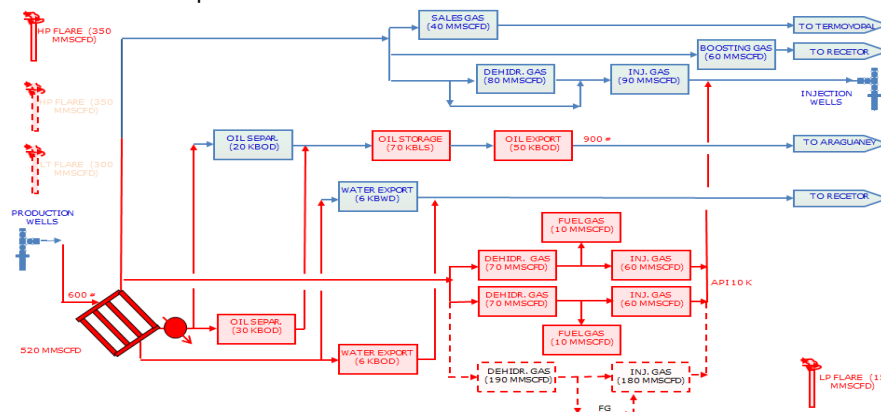
1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA Y ANÁLISIS DE LOS EVENTOS DE FALLA EN LOS TURBOGENERADORES EN EL CPF FLOREÑA PARA IDENTIFICAR LA CAUSA RAÍZ.

Se describe el sistema de generación de energía en el CPF Floreña y se hace referencia de las condiciones operacionales del CPF, para entender la filosofía operacional de generación de energía eléctrica y de los equipos que intervienen en el caso de estudio.

1.1 CONDICIONES DE OPERACIÓN CPF FLOREÑA

La producción de los campos es recibida por el Slug Catcher tipo dedos para el control de baches que puedan presentarse en la línea troncal de producción; éste recibe un fluido de producción cercano a 610MMPCSD de gas, 50000BPD de crudo y 12000BPD de agua a 600psig a una temperatura entre 120-150°F; Posteriormente es filtrado para retirar la arena producto de la producción, el fluido filtrado es enviado al tren de separación compuesto por un separador de media y baja presión y un tambor desgasificador, en cada etapa del proyecto el crudo, agua y el gas son separados. Los fluidos filtrados van al tren de separación el cual está compuesto por tres etapas de separación (el cual incluye Separador de Media Presión, de Baja Presión y un Tambor Desgasificador), en cada etapa el crudo, gas y agua son separados.

Ilustración 1. Mapa de Proceso CPF Floreña.



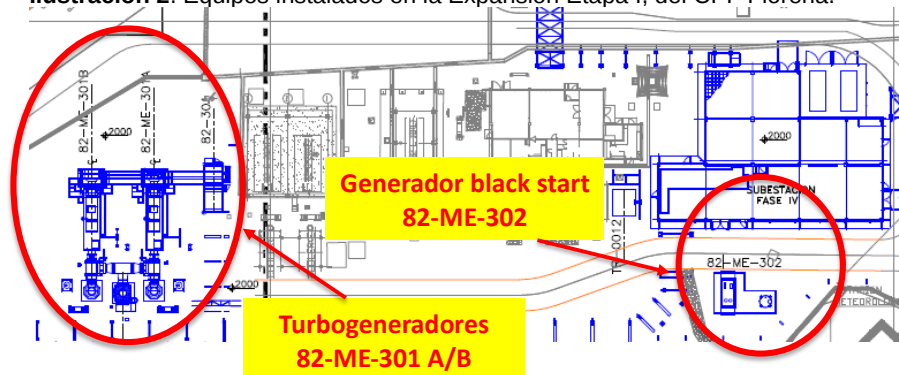
Fuente: 1220-200 FRD/F-PRU-536 Rev. 4 D4 PROCESS DESCRIPTION, TIPIEL S.A.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

El sistema de generación del CPF Floreña es un sistema industrial operando en isla (sin interconexión con otros sistemas). Posee una capacidad total de Generación efectiva de 10.800 kW, con las dos (2) unidades turbogeneradoras a gas Taurus 60 y dos (2) unidades moto generadores de combustión interna a gas, en servicio. Adicionalmente cuenta con un moto generador a combustión interna diesel (Black Start) el cual es utilizado en casos de falla total de la generación para reactivar el sistema principal o en caso de emergencias para alimentar las cargas esenciales con el fin de llevar la instalación a una parada segura de ser el caso. Todas las unidades de generación podrán operar simultáneamente en paralelo aportando la capacidad efectiva a la carga si el requerimiento operacional así lo requiere. Para esto se adecuara el sistema actual de sincronismo. Adicionalmente como parte del arranque del parque de generación y las pruebas semanales requeridas por los procedimientos de seguridad de la instalación, el generador Black Start podrá también operar en sincronismo con los generadores principales.⁵ Por lo cual para la generación se cuenta con tres equipos que fueron instalados en la expansión en la Etapa I, realizada en el 2014:

- Dos Turbogeneradores 82-ME-301 A/B.
- Un generador diesel 82-ME-302 (Black Start) este generador está asociado a las cargas esenciales con una capacidad de generación de 500 KW.

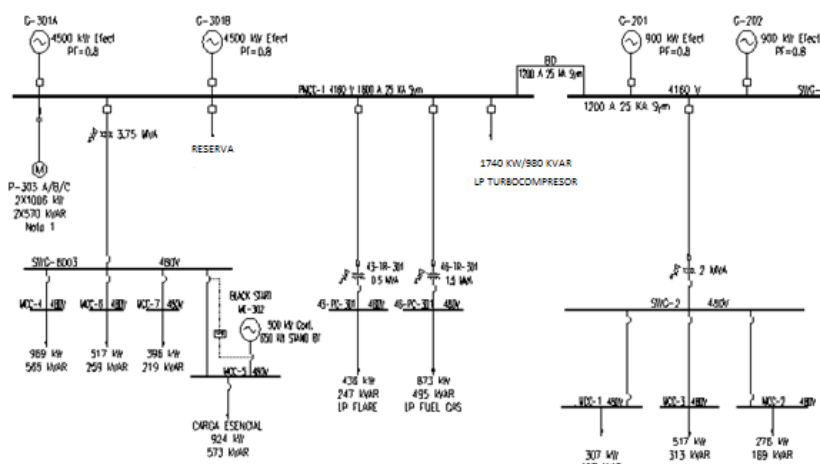
Ilustración 2. Equipos instalados en la Expansión Etapa I, del CPF Floreña.



Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Sistema 82_generadores eléctricos. 1 p, 2 de Octubre del 2014, Yopal. Casanare.

⁵ EQUION ENERGIA LIMITED, REG-4402(Filosofía de Generación CPF Floreña)Rev2.doc, 20/05/2014. Yopal. Casanare.

Ilustración 3. Diagrama Unifilares Simplificado para 2DA Etapa de Expansión.



Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Filosofía de Generación CPF Floreña . 10 p, 20/05/2014, Yopal. Casanare.

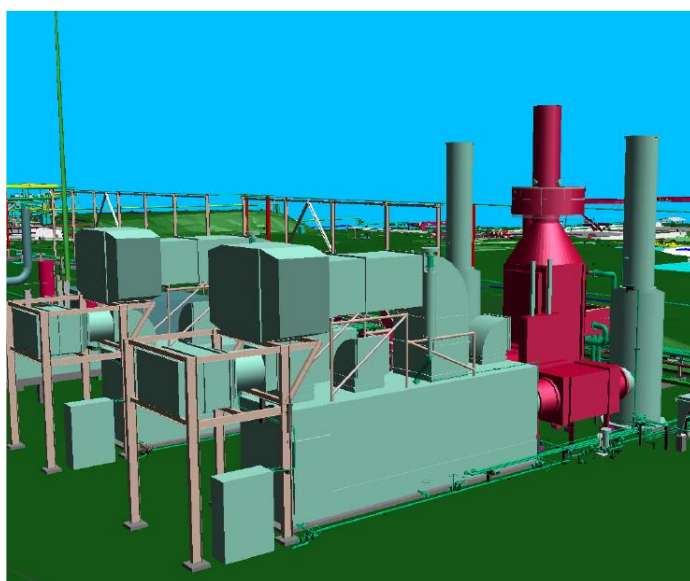
1.3 SISTEMAS QUE COMPONEN LAS TURBOGENERADORAS A GAS TAURUS 60

1.3.1 Descripción general de Conjunto generador impulsado por Turbina de gas Taurus™ 60S. Las dos turbo gas instaladas son una referencia Taurus™ 60S, diseñada y fabricada por Solar Turbines Incorporated en San Diego, California. Las turbinas a gas tienen una capacidad de generación nominal de cada uno asciende a 5500 KW, con 4500 KW como capacidad efectiva. Las turbinas queman fuel gas de alta presión (300 psig), son los únicos usuarios de fuel gas alta presión de la planta.⁶ Los accesorios del conjunto generador incluyen los sistemas de arranque, combustible, control eléctrico y aceite lubricante así como un sistema de aire de control neumático.⁷

⁶ EQUION ENERGIA LIMITED, Sistema 82_generadores eléctricos A, 2/10/2014. Yopal. Casanare

⁷ SOLAR TURBINAS, Instrucciones de mantenimiento, Volumen II, 60 p, N° PUBLICACIÓN: IMI 11-3K531 ES, 01/10/11, San Diego, CA

Ilustración 4. Generadores Eléctricos Sistema 82.



Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Sistema 82_generadores eléctricos. 1 p, 2 de Octubre del 2014, Yopal. Casanare.

La turbina de gas Taurus 60-7901S es una turbina de diseño de eje único y flujo axial que consta de los siguientes conjuntos/componentes principales⁸:

- Caja de reducción
- Entrada de aire
- Compresor de flujo axial
- Cámara de combustión anular con inyectores de combustible
- Turbina
- Difusor y fuelles del escape

Los sistemas de combustión y de entrega de combustible SoLoNOx se incorporan en este conjunto turbomotriz para alcanzar una reducción significativa de emisiones. SoLoNOx es un sistema de combustión de emisiones bajas de premezcla pobre, diseñado para suministrar temperaturas de reacción de la combustión lo suficientemente bajas para minimizar la formación de óxidos de nitrógeno (NOx)

⁸ SOLAR TURBINAS, Instrucciones de mantenimiento, Volumen II, 433 p, N° PUBLICACIÓN: IMI 11-3K531 ES, 01/10/11, San Diego, CA

(específicamente NO y NO₂), y lo suficientemente altas para minimizar la formación de CO⁹.

La turbina desarrolla la potencia de salida mediante la conversión de la energía de los Gas es de combustión en expansión a potencia mecánica de rotación. La energía de los gases en expansión impulsa la turbina y el eje único a través de la turbina. El eje único impulsa el rotor del compresor de la turbina y el conjunto de la caja de reducción que está conectado a la entrada de aire. El conjunto de la caja de reducción contiene el eje motor de impulsión principal, la zapata de impulsión de la bomba y la zapata de impulsión del arrancador. El generador está conectado al eje motor de impulsión principal a través de un conjunto de acoplamiento. La bomba principal de aceite y el motor de arranque están conectados directamente a sus respectivas zapatas de impulsión. Durante el arranque, el motor de arranque hace girar el conjunto de la caja de reducción, la cual hace girar la turbina.

- **Conjunto de entrada de aire¹⁰**

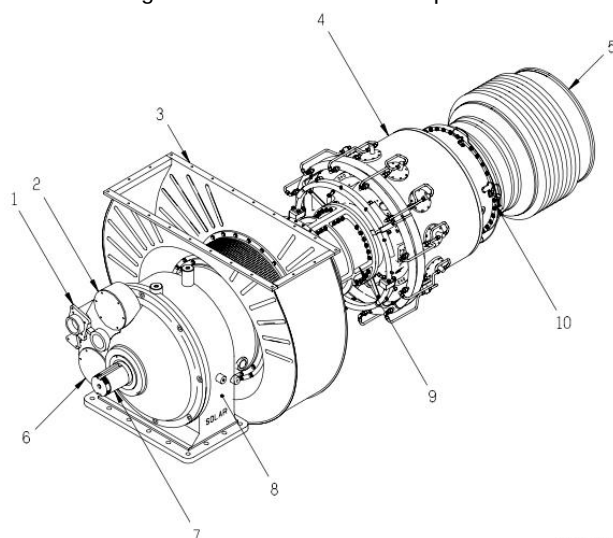
El conjunto de entrada de aire, ubicado en la parte posterior del conjunto de caja de reducción, está fijado al conjunto de caja de reducción y a la carcasa del compresor.

El aire succionado a través de los filtros y conductos de entrada de aire sigue una ruta de flujo axial hasta el conducto de entrada de aire. El conducto de entrada de aire proporciona una ruta de flujo radial para el aire succionado a través del conjunto de entrada de aire hasta el conjunto del compresor de la turbina. El conducto de entrada de aire contiene salientes para las tuberías del lavado con agua, detector de temperatura y un drenaje. Una abertura anular en el conjunto de entrada de aire cambia la ruta de flujo radial a una ruta de flujo axial. La abertura está cubierta con un filtro de malla gruesa para impedir la entrada de materias sólidas extrañas en la entrada de aire del productor de gas. En el conjunto de entrada de aire se incluyen los soportes para el conjunto de caja de cojinetes delanteros, que contiene el cojinete de zapata basculante Núm. 1 y los sellos de laberinto.

⁹ Ibid. Pag. 438,

¹⁰ SOLAR TURBINAS, Instrucciones de mantenimiento, Volumen II, Pag. 444, N° PUBLICACIÓN: IMI 11-3K531 ES, 01/10/11, San Diego, CA

Ilustración 5. Turbina de gas Taurus 60 con sus componente.



1	Zapata de impulsión del motor de arranque	2	Zapata de accionamiento de accesorios
3	Conducto de entrada de aire	4	Conjunto de la cámara de combustión
5	Conjunto de difusor y fuelles del escape de la turbina	6	Zapata de impulsión de la bomba de aceite
7	Eje motor de salida	8	Conjunto de caja de reducción
9	Conjunto del compresor de la turbina	10	Conjunto de la turbina

Fuente: SOLAR TURBINAS, Instrucciones de mantenimiento, Volumen II, 434 p, N°
PUBLICACIÓN: IMI 11-3K531 ES, 01/10/11, San Diego, CA

- **Conjunto del compresor de la turbina¹¹**

El conjunto del compresor de la turbina es un compresor de flujo axial de doce etapas que incorpora el conjunto de la carcasa del compresor, el conjunto del rotor del compresor y los álabes variables. El cojinete de zapata basculante No. 1, ubicado en el conjunto de la entrada de aire, soporta al cono delantero del rotor del compresor. El cojinete de zapatas basculantes No. 2, ubicado en el conjunto del difusor del compresor, soporta al conjunto del cubo posterior del rotor del compresor. El sello de laberinto fijado al conjunto del cubo posterior del compresor forma el componente rotatorio del sello de compensación de empuje. El conjunto del cubo posterior del rotor del compresor está conectado al conjunto del rotor del

¹¹ Ibid. Pag. 444.

productor de gas. El cono delantero del compresor está conectado al tren de engranajes de la caja de accionamiento de accesorios. Se tienen cuatro etapas de álabes variables ubicadas en el extremo delantero de la carcasa del compresor.

- **Conjunto de cámara de combustión y turbina productora de gas¹²**

El conjunto de cámara de combustión y turbina productora de gas incluye el conjunto de la cámara de combustión, conjuntos de múltiples de combustible, inyectores de combustible, conjunto de válvula de purga, termopares T5 (están montadas alrededor de la carcasa posterior de la cámara de combustión, donde detectan la temperatura a la entrada de la tercera etapa de la turbina) y el conjunto de la turbina productora de gas. El conjunto de cámara de combustión incluye una carcasa exterior que se atornilla a la brida posterior del conjunto del difusor del compresor, el revestimiento de la cámara de combustión de tipo anular está soportado en la carcasa de la cámara de combustión mediante seis clavijas radiales localizadas entre los 12 inyectores de combustible.

El acceso del introscopio es por medio de seis lumbreras cerca del extremo frontal de la caja de la cámara de combustión, el cual se usa para inspeccionar inyectores de combustible, el revestimiento de la cámara de combustión y la sección de la turbina. Una lumbrera de acceso de endoscopio, ubicada cerca del extremo posterior de la carcasa de la cámara de combustión, entra en la boquilla de la segunda etapa para inspeccionar

Los álabes del rotor de las turbinas de las etapas primera y segunda, y las boquillas de la segunda etapa. Las lumbreras de las termocupulas T5 se utilizan para inspeccionar los álabes y las boquillas del rotor de la turbina de la segunda y tercera etapas. Los conjuntos del múltiple de combustible incluyen los inyectores de los inyectores de combustible, los múltiples de gas combustible, los múltiples para combustible líquido, el aire atomizador o agua, según se requiera, y las tuberías de interconexión.

Los inyectores de combustible de bajas emisiones están instalados en las zapatas de alrededor de la carcasa de la cámara de combustión. La boquilla de cada inyector de combustible encaja en una guarda flotante ubicada en la cúpula de los revestimientos de la cámara de combustión y dirige la mezcla de combustible y aire al área de la cámara de combustión.

¹² Ibid. Pag. 448.

- **Conector de conducto de escape¹³**

El conector de conducto de escape, que termina en una brida de placa pesada, se instala entre el fuelle de escape y el conducto externo. El extremo delantero de la extensión se afianza mediante una abrazadera de banda en V al conjunto de fuelle de escape. La brida de placa se emperna al conducto de escape para poder desmontar la turbina fácilmente durante un trabajo de mantenimiento más extenso. El conector de conducto de escape tiene tres conexiones de rosca de tubería de 1/8 pulg. (3.17 mm) distribuidas uniformemente en la circunferencia para la instrumentación de pruebas. Normalmente están conectados. Las áreas externas del difusor, fuelle y el conector están cubiertas con una colchoneta térmica de acero inoxidable para proteger al personal y evitar incendios.

1.3.2 Sistema de Combustible de Turbina de gas¹⁴. El sistema de gas combustible y de aire, conjuntamente con el sistema de control, programan automáticamente el flujo de combustible durante la aceleración de la turbina y el funcionamiento con carga. El sistema también proporciona un control limitador del flujo de combustible por excesos de temperatura y sobre velocidad, y una parada automática en caso de falla.

El sistema de combustible consta de los siguientes sistemas interrelacionados.

- **Sistema de dosificación de combustible:** El sistema de dosificación de combustible consta de las válvulas de corte, los múltiples de suministro, las válvulas de control de flujo y los inyectores de combustible. El sistema de control monitorea el sistema de dosificación de combustible para regular el flujo de combustible y cambiar la velocidad (Ngp) y la temperatura (T5) de la turbina.

- **Sistema piloto:** La presión del sistema piloto se suministra desde una entrada en el múltiple de suministro de combustible o desde una fuente externa de aire comprimido. El sistema piloto suministra presión a las válvulas de corte de combustible de accionamiento neumático. Cada válvula de corte de accionamiento neumático está conectada a una válvula solenoide. Cuando es activada por el sistema de control, la válvula solenoide se abre para permitir el paso de presión piloto para abrir la válvula de corte. Cuando la válvula solenoide se cierra, se ventea la presión piloto y se cierra la válvula de corte. El sistema piloto es un sistema de corte de combustible de doble seguridad, en caso de una falla del sistema de control.

¹³ SOLAR TURBINAS, Instrucciones de mantenimiento, Volumen II, Pag. 450, N° PUBLICACIÓN: IMI 11-3K531 ES, 01/10/11, San Diego, CA

¹⁴ Ibid. Pag. 448.

• Sistema de aire del compresor (presión Pcd): El sistema de aire del compresor de la turbina suministra aire de descarga del compresor (Pcd) a varios sistemas. La tubería está conectada a las lumbreras del compresor de la turbina que distribuyen la presión neumática a los componentes del sistema. En el sistema de combustible, la presión Pcd se mide para determinar la dosificación del flujo de combustible, para purgar las tuberías y los inyectores de combustible, y cerrar las válvulas de drenaje del difusor del escape.

1.3.2.1 Requisitos del gas combustible. El combustible satisfactorio depende de la composición física y química del combustible. Los requisitos para combustible gas natural para el gas combustible de la turbina se dan en la Tabla 2. El suministro de gas combustible deberá cumplir con la Especificación de Solar Turbines.

Tabla 2. Requisitos del gas combustible.

Fuel Volume Ratio (1220/WOBBE Index*)	0.9 to 1.1
Fuel Mass ratio (21550/LHV Btu/lb)	<5
Hydrogen Content	<4% by volume
Carbon Monoxide Content**	<12.5% by volume
Hydrogen Sulfide**	10,000 ppmw Max. (See Table 1)
Ratio of Flammability Limits	
Upper flammability limit ***	>2.2 for Saturn
Lower flammability limit	>2.8 for Centaur and Mars
Stoichiometric Flame Temperature with Air Temperature Equal to Compressor Discharge Temperature at Design Point	>3600°F (1980°C)
Total Particulates	<30 ppmw x (LHV/21500)
Maximum Particle Size	10 micron
Gas Supply Temperature (at inlet flange of package) to ensure no liquid condensation:	The higher of dew point temp + 50°F for natural gas liquids and dew point temp + 20 °F for water up to a limit of 200°F at the fuel skid edge supply pressure, and no lower than -40°F.
*WOBBE Index = Lower Heat Value (use ASTM 3588 or DIN 51850 for individual component heating values) in Btu/Scf divided by the square root of the relative density (specific gravity). **If carbon monoxide or hydrogen sulfide are present in the fuel gas, precautions must be taken to detect leaks. ***Flammability limits at 1 atm and 25°C as defined by M.G. Zabetakis, US Bureau of Mines Bulletin 627.	

Fuente: SOLAR TURBINES, Fuel, Air, Water (Or Steam) & Compressor Cleaning Fluids For Solar, 16 p, 05/25/10, San Diego, CA.

Tabla 3. (Continuación) Requisitos del gas combustible.

Nomenclatura	Descripción
Valor calorífico inferior del combustible	1098 a 1342 WI (índice WOBBE) (43.2 a 52.8 MJ/m ³). El índice WOBBE es igual al Valor calorífico inferior en Btu/pies cúbicos estándar dividido por la raíz cuadrada de la gravedad específica del combustible. Un valor de índice WOBBE fuera de esta gama es aceptable con la aprobación del grupo de Ingeniería de Solar.
Composición	La temperatura del gas combustible debe ser al menos de 50°F (27.7°C) por encima del punto de rocío del combustible a la presión de funcionamiento (no debe haber líquido alguno en el gas combustible) y no debe ser de 4°F (2.2°C) por encima o por debajo de la temperatura del gas combustible especificado para el sistema de combustible del proyecto.
Materias contaminantes:	Las materias contaminantes totales no deben exceder: 30 ppm x (valor calorífico inferior por peso Btu/lb ÷ 21 500 Btu/lb) o bien, 30 ppm x (valor calorífico inferior por peso MJ/kg ÷ 50 MJ/kg). Las partículas no deben exceder las 10 micras. No se permite que haya agua de arrastre en el gas; es decir, no debe haber agua por encima del punto de saturación a la presión de funcionamiento máxima. El porcentaje en peso total de azufre, incluido el ácido sulfhídrico, no debe pasar de: 1% x (valor calorífico inferior por peso Btu/lb ÷ 21 500 Btu/lb) o 1% x (valor calorífico inferior por peso MJ/kg ÷ 50 MJ/kg).

Fuente: SOLAR TURBINES, Instrucciones de mantenimiento, Volumen II, Pág. 155, 01/10/11, San Diego, CA.

1.3.3 Descripción del Funcionamiento. A continuación se ofrece una descripción del funcionamiento del sistema de gas combustible.

1.3.3.1 Secuencia de verificación de válvulas. Antes de cada arranque, el sistema de control prueba la integridad de las válvulas de corte. Para verificar el funcionamiento, se aplica presión de gas combustible a las válvulas primaria y secundaria de corte. Las válvulas tienen que mantener la presión, y abrirse y cerrarse cuando reciban el comando. Si falla una u

Con formato: Sangría: Izquierda: 0 cm, Sangría francesa: 1,5 cm

otra válvula de corte, el sistema de control de verificación de válvulas, se inicia el ciclo de giro de purga para eliminar gases combustibles en el sistema de escape de la turbina. Durante la purga, el sistema de arranque hace girar la turbina para crear movimiento de aire a través del sistema de escape hasta que termina el conteo del temporizador. El temporizador de ciclos del giro de purga está programado de acuerdo con el volumen del sistema de escape de la turbomaquinaria.

1.3.3.2 Secuencia de encendido. Después del ciclo de giro de purga, el arrancador sigue haciendo girar la turbina. Las válvulas primaria y secundaria de corte se abren para suministrar gas combustible al sistema de dosificación. El gas combustible fluye a través del quemador y se enciende en presencia del aire de combustión. La llama del quemador se propaga en el flujo de aire al interior del revestimiento de la cámara de combustión de la turbina. Los inyectores de combustible, distribuidos de manera equidistante entre sí alrededor de la cámara de combustión, inyectan el combustible para que se mezcle con el chorro de aire en el interior de los revestimientos de la cámara de combustión. El quemador enciende la mezcla de combustible y aire, y se logra el encendido inicial de la turbina.

1.3.3.3 Secuencia de aceleración. Después del encendido inicial, el arrancador sigue haciendo girar la turbina. El sistema de control incrementa el flujo de combustible para gradualmente elevar la temperatura T5 y la velocidad de la turbina (Ngp). A la velocidad Ngp aproximada de 65-70 por ciento se desenergiza el sistema de arranque. A medida que la turbina se continúa acelerando, los álabes variables de entrada empiezan a moverse hacia su posición abierta máxima, mientras la válvula de purga del compresor empieza a cerrarse, incrementando todavía más la temperatura T5. El sistema de control incrementa el régimen del suministro de combustible hasta que la velocidad Ngp alcanza el 100 por ciento (sincronización de vacío). La turbina ya está lista para cargar. Al 50% de la carga de la turbina, el sistema de combustible cambia al modo de bajas emisiones (SoLoNOx).

Se reduce el flujo de combustible a través del múltiple piloto, y se incrementa la entrada de presión de aire Pcd a los inyectores de combustible. Esto empobrece la mezcla de combustible-aire permitiendo así a la turbina alcanzar las bajas emisiones a carga plena. Durante condiciones transitorias de carga (fluctuación de carga de la turbina), el sistema de control continuamente ajusta el flujo de combustible, las posiciones de los álabes variables de entrada y la válvula de purga del compresor, para mantener la temperatura T5 y la velocidad Ngp. Si la temperatura T5 sobrepasa el límite prefijado, se inicia un temporizador de retardo de 20 segundos. Si la temperatura T5 permanece por encima del límite, el sistema de control anuncia una alarma por alta temperatura y ejecuta una parada de la turbina. La demora de tiempo permite las temperaturas excesivas momentáneas durante las condiciones transitorias de carga.

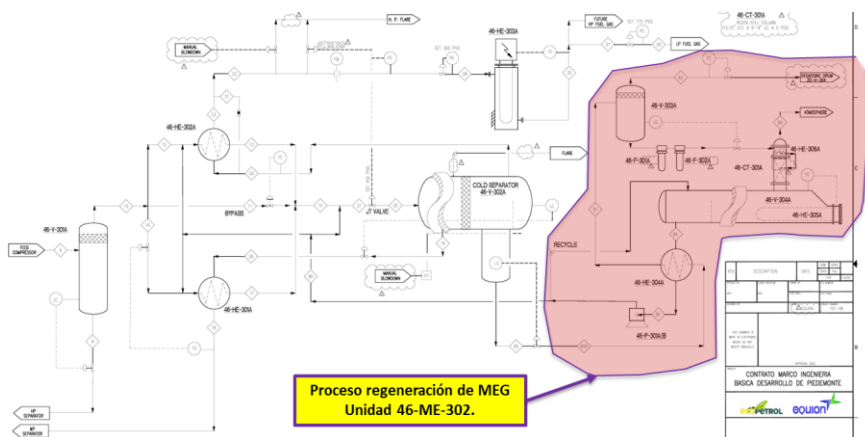
1.3.4 Unidades de Fuel Gas 46-ME-301 A/B. Las unidades 46-ME-301 A/B tienen la función de “acondicionar” el gas usado como fuel gas, las unidades 46-ME-301 A y B son idénticas, el acondicionamiento se logra disminuyendo el “dew point” del gas al reducir el contenido de agua e hidrocarburos condensables en un proceso “Joule-Thomson”. Las unidades tienen una capacidad nominal de 9 mmscfd y pueden entregar gas de alta (300 psig) y baja presión (150 psig); están diseñadas para cubrir la demanda total de fuel gas del CPF Floreña.

Ilustración 6. Unidad Fuel Gas 3D.



Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Sistema 43. 1 p, 5 de Octubre del 2014, Yopal. Casanare. Para evitar la formación de hidratos en la parte fría del proceso, se realiza inyección de Monoetilen glicol (MEG). Las unidades adjuntas 46-ME-302 A/B son las encargadas de la regeneración e inyección del MEG.

Ilustración 7. Unidad Fuel Gas y Regeneradora MEG.

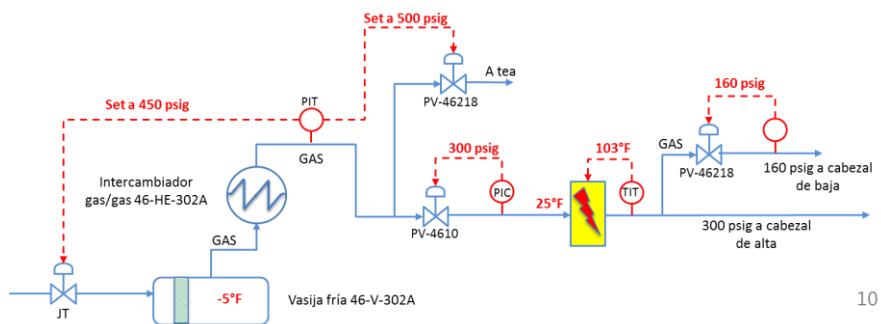


Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Sistema 43. 3 p, 5 de Octubre del 2014, Yopal. Casanare.

El gas rico húmedo viene de la alimentación del compresor a una presión de 1300 psig. Se utilizara un regenerador de glicol para reconcentrar el glicol que viene del separador frio el cual será bombeado he inyectado antes de los intercambiadores de gas/gas y gas/condensado antes de la válvula Joule Thompson. Por lo tanto el gas rico húmedo ingresa primeramente a un separador donde son removido los líquidos, el gas es dividido en dos corrientes, el mayor caudal por el intercambiador gas/gas mientras que una pequeña cantidad a través del intercambiador gas/condensado enfriando el gas húmedo rico a 46 °F, con la inyección de glicol evita la formación de hidratos, al pasar por la válvula JT la presión del gas cae a 450 psig con un enfriamiento de su temperatura a 5°F, lo cual permite la separación de los hidrocarburos líquidos, el agua presente en la corriente de gas es combinado con la corriente de glicol. La corriente de gas enfriado pasa por una malla coalescente pasando nuevamente por el intercambiador gas/gas donde el gas aumenta de temperatura, siendo posteriormente medido y pasando a través de un calentador eléctrico (46-HE-303 A), pasando al sistema de distribución de alta y baja presión a 150 psig o 300 psig y a 90°F-100°.

1.3.4.1 Condiciones de Diseño de Unidades Fuel Gas¹⁵

Ilustración 8. PDF de unidad Fuel Gas sección calentador.



Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Sistema 46. 10 p, 5 de Octubre del 2014, Yopal. Casanare.

- **Entrada de Gas**

Tasa de Flujo: 9,9 MMscfd

Temperatura: 77 ° F

Presión: 1300 psig

Gravedad específica 0,775 del gas (aire = 1.0)

Contenido de agua de entrada 180 lb/MMscf

Contenido de agua saturada 86,8 lb/MMscf

Punto de rocío de Gas de entrada (humedad) 120 ° F @ 1300 psig

Poder Calorífico Neto (seco) 1073.9 BTU/SCF

¹⁵ ENGINEERING TECHNOLOGY, INCORPORATED, Operating & Maintenance instructions, fuel gas treatment unit Piedmonte facilities project ETI JOB NO. CO083010 , p. 3, 12/16/11, TULSA, OKLAHOMA.

- **Salida de Gas**

Tasa de Flujo de salida: 9,0 MMPCD
Presión de salida del Gas: 450/150 psig
Temperatura de Gas de salida: 90 ° F
Contenido de agua de salida: 2.2 lb/MMscf
Punto de rocío de agua de salida: -25 ° F a 150 psig
Poder Calorífico Neto (seco): 999 btu/scf
NBN (número de n-butano) 3,06 (= 4.5)
Número de metano Caterpillar 70.4 (> 65)

- **Salida de Condensado**

Tasa de Flujo DBP 447 @T y P
Presión en separador de frío, 46-V-302/Separador de baja presión: 450/513 psig
Temperatura de salida: 79 ° F
Peso molecular de líquido/vapor: 48.5/25.34 mole de lb/lb
Fracción de vapor 0.5376

- **Glicol**

Tipo de Glicol: EG.
Pureza del glicol pobre: 80%, 60%
Gravedad específica del glicol pobre: 1.1008 — 1.0795
Rata de Circulación: 2.2 gpm
Galones de EG/lb agua quitado: 4.8 / 2.29
Temperatura de Reconcentración: ° 265-300 ° F

1.3.4.2 Composición de Gas para diseño, FUEL GAS Y LPG FRACCIÓN DE GASES

Tabla 4. Requisitos del gas combustible.

	Raw	Fuel Gas	LPG	LPG
Composition	Feed	Outlet	Liquid	Vapor
Carbon Dioxide	0.04208	0.04392	0.02068	0.05148
Nitrogen	0.00661	0.00727	0.00024	0.00246
Methane	0.75208	0.81158	0.13451	0.60558
Ethane	0.1008	0.09375	0.16185	0.18402
Propane	0.052	0.033	0.25456	0.10534
Isobutene	0.01323	0.00494	0.10433	0.02125
n-butane	0.01533	0.00431	0.13736	0.02113
i-pentane	0.00621	0.00078	0.06706	0.00501
n-pentane	0.00381	0.00035	0.0427	0.0025
Hexane	0.00301	0.00008	0.03607	0.0084
Heptanes	0.0017	0.00001	0.02086	0.00019
C8+	0.001	0.00000	0.01237	0.00002
Benzene	0.0002	0.0001	0.00241	0.00005
Toluene	0.0004	0.00000	0.00491	0.00004
Water	0.00183	0.0005	0.0008	0.0001
Mole Weight	22.445	20.059	48.56	25.34

Fuente: ENGINEERING TECHNOLOGY, INCORPORATED, Operating & Maintenance instructions, fuel gas treatment unit Piedmonte facilities project ETI JOB NO. CO083010, p. 7, 12/16/11, TULSA, OKLAHOMA.

1.3.4.3 Descripción de Equipos

- **Separador Flash de Entrada – 46-V-301 A**

Separador vertical 20" OD x 7'-6" de longitud, con sistema automático de drenaje.

- **Intercambiador Gas/Gas – 46-HE-302 A**

Con un duty de capacidad 442 MBtu/hr, multitubo tipo hairpin, 8-5/8" OD x 20' long, 10141 ft².

- **Intercambiador Gas/Condensado – 46-HE-301 A**

Con un duty de capacidad 442 MBtu/hr, multitubo tipo hairpin, 8-5/8" OD x 20' long, 10141 ft².

- **Separador Frio – 46-V-302 A**

Con un 36" OD x 20'-0" x 650 psi de presión de diseño, tres fase, con una bota de 16" OD x 36".

- **Calentador eléctrico de Gas Combustible-46-HE-303 A**

Instalado verticalmente de 14" OD x 10'-0" de longitud, con una potencia de 308 kW, realiza el recalentamiento por resistencia eléctrica del gas de combustible a 90 - 100° F, con un controlador de temperatura, un panel de control eléctrico, panel de control para controlar el calentador y monitorización de la temperatura, válvulas de alivio de presión por aguas arriba, 1 ½ "x 3", fijado en 350 psig, con válvulas de aislamiento y válvula de derivación.

- **Filtros Glicol -46-F-301A y 46-F-302A**

Filtro de glicol, Modelo (1) Nowata, 2.5 gpm capacidad, 3-1/2" OD x 14.5" con un conjunto de elementos filtrantes [25 micrones], válvulas de drenaje y by-pass de aislamiento de válvula de descarga y PSV-46207, con bloques y válvulas by-pass de aislamiento. Asi como un filtro de carbón de activado 2.5 gpm capacidad, 12-¾" OD x 63".

- **Intercambiadores glicol/glicol de -46-él-304A**

Intercambiador de calor glicol/glicol con secciones multitubular, intercambiadores de calor diseñando para, 3.5" OD x 144" largo, con un duty de transferencia de calor de 138 M BTU/hr, en una superficie de transferencia de 34 pie². El intercambiador está aislado con 20 mm espesor Aerogel, gel cristal baja densidad aislamiento con sello de vapor y revestimiento de aluminio.

- **Bombas de Inyección de glicol -46-P-301A/B**

Dos bombas de glicol de sistemas de energía de la FMC, modelo M0606-CS-API, 2,48 gpm, 100% de capacidad cada uno montado.

- **Reconcentrador Glicol – 46-V-304A**

Uno de 0.150 MM Btu/hr [75 kW] total utilizando un calentador eléctrico el reboiler tiene un diámetro de 36" OD x 17'-6" de longitud a 0 psig con un calefactor eléctrico de 15 BTU/h-in².

1.4 ANÁLISIS LOS EVENTOS DE FALLA EN LOS TURBOGENERADORES EN EL CPF FLOREÑA

El 9 y 12 de marzo del 2015 se presentan eventos de falla con los Turbogeneradores el cual queda reportado en el evento: Black Out de generación por caída de Turbogenerador FL-82-G-301B, donde se registra que el día 9 de marzo sale de generación el Turbogenerador FL-82-G-301A por fallas de alto flujo de combustible quedando el funcionamiento el Turbogenerador FL-82-G-301B el cual el día 12 de marzo sale de generación por fallas de ignición y alto flujo de combustible, quedando fuera de servicio los dos turbogeneradores dejando sin energía eléctrica la planta CPF Floreña, afectando la seguridad del proceso.¹⁶

El día 13 de marzo del 2015 se interviene el turbogenerador FL-82-G-301B, y se realiza una inspección que entre otras actividades se desmonte de los 12 inyectores para inspección, se revisa antorcha y tubing de sistema inyección, gas y tuberías de aire para descartar taponamiento; se desmonta regulador de gas ignición ajuste grueso, se lleva a taller y realizan prueba de aire, se revisa calibración y funcionamiento limpieza interna, se revisa serpentín del sistema BAM, se desmontó y se llevó a taller para realiza flushing con aire, Se revisa estado de termocupulas de combustión y se torquean los bornes, se realizan cromatografías de Fuel gas, se realizan los ajustes de los valores ajustados en la maquina Low heat ratio (LHV), Gravedad específica, relación de calor específico y valor KT de SoloNOx; también se realiza inspección de la válvula de corte rápido (SDV) y la válvula de control principal gas de la turbina observando que el cierre de la válvula no da integridad y no es confiable. Como resultado de este procedimiento se hace necesario el cambio de la válvula principal (PECC VALVE) por una de iguales características a la que presento fallas; De acuerdo a la inspección que hace el técnico Especialista de SOLAR a la válvula de control principal desmontada, evidencia capa generada posiblemente por la presencia de Azufre elemental en el Fuel Gas, afectando el funcionamiento del posicionamiento fino de la válvula.

¹⁶ EQUION ENERGIA LIMITED, Reporte de Evento de integridad & gestión de activos, 12 de marzo del 2015. Yopal. Casanare

Ilustración 9. Capa generada posiblemente por presencia de Azufre Elemental.



. Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Reporte de Evento de integridad & gestión de activos, 12 de marzo del 2015. Yopal. Casanare.

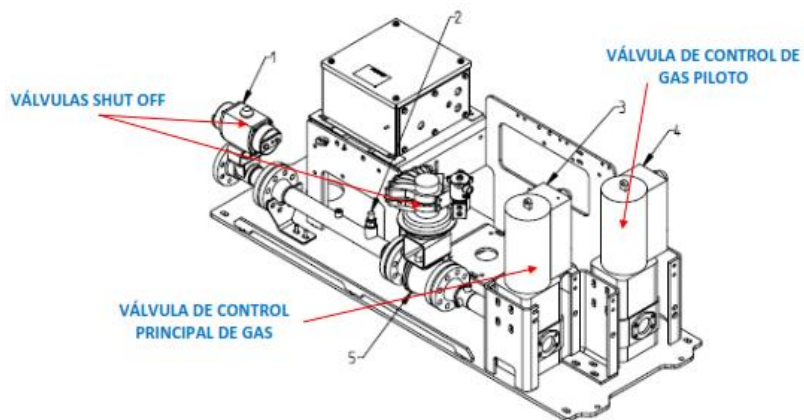
Posteriormente entre el 09 y 12 de abril se realiza un Mantenimiento al sistema de fuel gas se realizó mantenimiento al sistema de fuel gas de las dos turbinas de generación FL-82-G-301A y B con el fin de corregir la posible contaminación de los equipos y dispositivos asociados a este, los cuales:

- Válvula de control principal de Gas
- Válvula de control de Gas piloto
- Válvulas Shut off primaria y secundaria.
- Tuberías, tubing y válvulas asociada al sistema de Fuel Gas
- Sistemas de filtrado de fuel Gas.
- Instrumentación asociada al sistema de Fuel Gas.
- Acondicionamiento de drenajes del sistema de Fuel Gas.

1.4.1 Trabajos realizados y hallazgos. Se realiza aislamiento de Turbogenerador B y posteriormente del A, con el fin de realiza inspección boroscópica a las válvulas de control principales de gas y control de gas piloto (Ver figura 8) con el fin de evidenciar posible contaminación de estas.

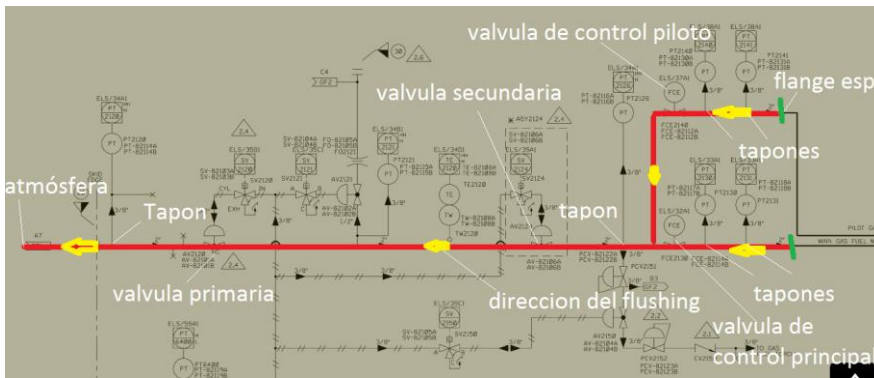
- Se evidencia bastante contaminación por Glicol en las válvulas de control principal, gas piloto y tuberías asociadas a fuel gas de las máquinas.
- Se realiza lavado (Flushing) con Jabón Químico Turbo K y alcohol Industrial de acuerdo al procedimiento emitido por la firma SOLAR. Ver figura 3 y 4.

Figura 1. Válvula de control de gas principal y gas piloto.



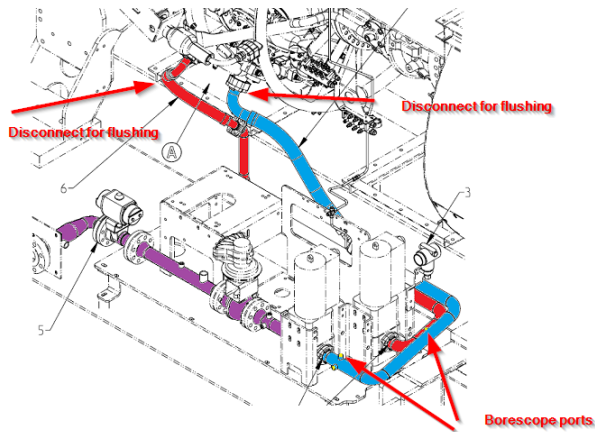
Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Reporte de Mantenimiento, 12 de Abril del 2015. Yopal. Casanare

Figura 2. Plano de líneas de flujo para el lavado del sistema de fuel Gas de Turbinas.



Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Reporte de Mantenimiento, 12 de Abril del 2015. Yopal. Casanare

Figura 3. Líneas de flujo para el lavado y boroscopia del sistema de fuel Gas de Turbinas de generación.



Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Reporte de Mantenimiento, 12 de Abril del 2015. Yopal. Casanare

En el turbogenerador A, se desmonta válvula de control de gas principal y se monta la válvula que presentó falla el día 15 de Marzo, con el fin de hacerle el procedimiento de lavado. Se verifica que la válvula en falla no da sello total pero se

le realiza el lavado con jabón Turbo K (flushing) durante 1 hora y posteriormente el barrido con alcohol industrial evidenciando trazas de carbón y contaminación por azufre. Después del lavado se realiza prueba de sello y se encuentra dando integridad en la posición cero.

En las siguientes tablas se observan la descripción de eventos sucedidos referidos a las fechas y al gas utilizado por los turbogeneradores FL-82-G-301 A/B.

Tabla 5. Eventos del Turbo Generador FL-82-G-301 A.

EVENTOS DEL TURBO GENERADOR FL-82-G-301 A				
Fecha	EVENTO	HORA	FUEL GAS USADO	DESCRIPCION DEL EVENTO
22-dic-14		14:00	TERMOYOPAL	Puesta en servicio con toda la carga. Y se saca el Black start G-302 que estaba soportando la carga de la planta en la parada.
24-dic-14	TRIP	14:30	TERMOYOPAL	Estaba sola y hubo problemas del sistema de fuel gas. (BLACK OUT GENERACIÓN)
25-dic-14			TERMOYOPAL	Alarma PD5610-H de alta presión diferencial, venteo de cabina.
02-ene-15		21:15	TERMOYOPAL	Presenta Alarma BAM 2, se saca de servicio, se resetea varias veces se saca de servicio; según recomendación fabricante
22-ene-15	TRIP	14:20	FLOREÑA	TRIP de Turbogenerador por por alta presión diferencial de filtros de aire de turbina (CN PDT 6310 HH).
23-ene-15		08:00	TERMOYOPAL	Continúa con alarma filtro de cabina.
11-feb-15	TRIP	00:14	FLOREÑA BAJA	Salida por falla de Fuel Gas. (BLACK OUT GENERACIÓN)
12-feb-15	TRIP	16:25	FLOREÑA BAJA	Trip por presión diferencial PD filtro de aire entrada de turbina, al presentar PDT 6310. El turbogenerador estaba solo. (BLACK OUT GENERACIÓN)
25-feb-15			FLOREÑA BAJA	Presenta alarma por baja presión en cabina en dos oportunidades.
06-mar-15	NORMAL STOP	17:00	FLOREÑA ALTA	POR ORDEN DE SUPERINTENDENCIA SE SACA DE SERVICIO EL TURBOGENERADOR FL-82-G-301B Y QUEDA SOLO EL TURBOGENERADOR FL-82-G-301A.
09-mar-15		15:28	FLOREÑA ALTA	Presento alarma BAM 2 en varias ocasiones, se drena sistema y desaparece.
09-mar-15			FLOREÑA ALTA	Después de SD de generación, el generador Black start arrancó normalmente y asumió la carga del MCC-5, cuando se normalizó con las turbinas, estas no sincronizaron con el Black Start, por lo que se procedió a apagar generador y abrir breaker local, en esta maniobra se quemaron los varistores, se cambiaron y se realiza prueba satisfactoria, queda disponible en automático el Black start.
09-mar-15	TRIP	15:40	FLOREÑA ALTA	Salte de línea por alto flujo de combustible. El Turbogenerador estaba solo. (BLACK OUT GENERACIÓN)
15-abr-15		09:54:08	TERMOYOPAL	AL_BAM_2_OA_H Alta amplitud general BAM 2 (100 - 1000 Hz)
20-abr-15		15:57:27	TERMOYOPAL	AL_Turb_Cnet_Ch_A_Fault Falla Canal A ControlNet turbina
20-abr-15		15:57:27	TERMOYOPAL	AL_Turb_Cnet_Ch_B_Fault Falla Canal B ControlNet turbina

Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Eventos Turbogeneradores F4 desde el 23- Dic-2014.xls, 14 de Julio del 2015, Yopal. Casanare.

Tabla 6. Eventos del Turbo Generador FL-82-G-301 B.

EVENTOS DEL TURBO GENERADOR FL-82-G-301 B				
Fecha	EVENTO	HORA	FUEL GAS USADO	DESCRIPCION DEL EVENTO
22-dic-14		10:00:00	TERMOYOPAL	Es entregado a mantenimiento los repuestos homologados Diodos y Varistor. El plato rectificador original se daño en pruebas de Commissioning. No se puede sincronizar para prueba de manto. Queda condición Subestandar avalada por Autoridad Técnica de Equion.
24-dic-14	TRIP	9:00:00	TERMOYOPAL	TRIP de turbinas por problemas del sistema de fuel gas. (BLACK OUT GENERACIÓN)
26-dic-14		9:00:00	TERMOYOPAL	Queda en línea con el otro Turbogenerador. Los dos Turbogeneradores en línea.
04-ene-15		19:30:00	TERMOYOPAL	Se revisa con Ing. Control configuración de los reles TesysT de todos los motores de 480V que presentan problema para el arranque.
19-ene-15		8:30:00	TERMOYOPAL	Se apoya junto con el ing. De control para corregir faala en el control de motores auxiliares
23-ene-15		15:20:00	TERMOYOPAL	Presentó durante el día 2 veces la alarma de BAM 1 y BAN 2.
25-ene-15		23:10:00	FLOREÑA BAJA	Presenta alarma BAM 1 y BAM 2, se resetea y desaparece.
26-ene-15			FLOREÑA BAJA	Continúa presentando alarmas frecuentes BAM 1 y BAM 2, se resetea y desaparece.
27-ene-15			FLOREÑA BAJA	Continúa presentando alarma BAM 1 y BAM 2, se resetea y desaparece.
11-feb-15	TRIP	0:14:00	FLOREÑA BAJA	Salida por falla de Fuel Gas. (BLACK OUT GENERACIÓN)
12-feb-15			FLOREÑA BAJA	Presentó alarma BAM 1 y BAM 2 se resetea, normalizando.
19-feb-15	TRIP	23:23:00	FLOREÑA BAJA	TRIP de turbogenerador por Potencia Inversa. El accionamiento de perilla reguladora de carga queda pegado.
26-feb-15		en	FLOREÑA BAJA	Cambio de pre filtros del sistema enclosure de cabina.
01-mar-15			FLOREÑA ALTA	Presento alarma BAM 2 se resetea y desaparece.
12-mar-15	TRIP	12:40:00	TERMOYOPAL	Sale de línea por alto flujo de combustible. El Turbogenerador estaba solo. (BLACK OUT GENERACIÓN)
12-mar-15	TRIP	18:10:00	TERMOYOPAL	Sale de línea por alto flujo de combustible. Esto al intentar el arranque de una bomba de exportacion. (BLACK OUT GENERACIÓN)
13-mar-15		15:00:00	TERMOYOPAL	Cambio de pre filtros del sistema enclosure de cabina.
17-mar-15		20:30:00	FLOREÑA ALTA	Falla planta de secada de Termoyopal y pasa a Fuel Gas de planta
20-mar-15		14:01:00	FLOREÑA ALTA	Presentó alarma AL_PDT6180_L baja presion en cabina
20-mar-15	TRIP	14:03:20	FLOREÑA ALTA	TRIP por baja presion en cabina AL_PDT6180_LL. El trubogenerador estaba solo. (BLACK OUT GENERACIÓN)
20-mar-15		14:03:50	FLOREÑA ALTA	Arranca el generador y energiza el MCC-5 de esenciales pero la Turbina 301A no sincroniza debido a alta frecuencia del 82-ME-302 (60.9 hz Fue necesario variar la frecuencia de la turbina para que sincronice y luego salga a Cooldown. Queda en Stand By. Se hace ODT: 4070837 para su corrección.
21-mar-15		9:01:31	FLOREÑA ALTA	Presentó alarma BAM1 se dreno el monitor acustico y salió líquido.
21-mar-15		10:18:14	FLOREÑA ALTA	Presentó alarma alta temperatura en cabezal de lubricación AL_TE3200_H se quitó la carga para bajar la temperatura. Se hace ODT 4070850 para revisión.
13-abr-15		14:24:27	TERMOYOPAL	AL_PDT6310_H Alta presion en el filtro de aire tenia 1410 KW y rodando sola, no habia bombeo a Araguaney.
13-abr-15	TRIP	14:38:39	TERMOYOPAL	TRIP de maquina CN_PDT6310_HH Alta presion en filtro de aire se alcanzo a meter la otra turbina y tomo la carga.
15-abr-15		6:21:15	TERMOYOPAL	AL_BAM_1_OA_H Alta amplitud general BAM 1 (10 - 100 Hz)
15-abr-15		8:34:21	TERMOYOPAL	AL_BAM_1_OA_H Alta amplitud general BAM 1 (10 - 100 Hz)
15-abr-15		8:38:01	TERMOYOPAL	AL_BAM_1_OA_H Alta amplitud general BAM 1 (10 - 100 Hz)
15-abr-15	TRIP	9:50:00	TERMOYOPAL	Parada con enfriamiento sin enclavamiento CN_PDT6310_Fail Falla transmisor PD filtro entrada aire turbina.
15-abr-15		20:40:56	TERMOYOPAL	AL_Enc_Fire_Sys_Trouble Problema en sistema contra incendio cabina.
16-abr-15		20:57:02	TERMOYOPAL	AL_BAM_1_OA_H Alta amplitud general BAM 1 (10 - 100 Hz)

Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Eventos Turbogeneradores F4 desde el 23- Dic-2014.xls, 14 de Julio del 2015, Yopal. Casanare.

1.5 CAUSA RAÍZ DE EVENTOS DE FALLA POR AZUFRE ELEMENTAL EN SISTEMAS DE COMBUSTIBLE DE TURBINAS A GAS

Históricamente los compuestos de azufre han sido introducidos en el gas como odorantes, en muchos casos, se encuentra de forma natural en el gas de la fuente o yacimiento. Además de estar presente en forma de compuesto, el azufre toma forma de vapor en su forma elemental (típicamente S_8). La presencia de compuestos de azufre en el gas combustible se detecta fácilmente utilizando modernos sistemas de análisis de gas. Sin embargo, en su forma elemental a menudo está presente en concentraciones muy bajas, por lo cual, estos componentes de azufre son difíciles de detectar mediante el análisis de gas convencional. Los niveles de concentración son muy bajos, haciéndose referencia de partes por millón de volumen (ppmv), pero aun a esto niveles, la deposición de azufre elemental es negativa en las instalaciones y facilidades de procesamiento de gas, equipos de medición de flujo, tuberías y turbinas de gas. Los problemas asociados a la deposición de azufre en los elementos de las turbinas a gas han causado problemas en la confiabilidad operacional y durabilidad de los componentes de la turbina.

El azufre elemental que se mantiene en forma de vapor no es perjudicial para las turbinas de gas, los problemas se desarrollan cuando se produce una de sublimación de azufre elemental desde la fase de vapor generando depósitos sólidos los cuales tienden a adherirse a los componentes del sistema de suministro de combustible gas. El gas combustible se enfría por efecto Joule-Thompson por la expansión producida en las válvulas de control e instrumentos de medición del gas combustible, al ser enfriado el gas en conjunto con la presencia de pequeñas partículas sólidas hace que el proceso de desublimación inicie apareciendo deposiciones de azufre elemental sólido que pueden adherirse en las superficies internas de las áreas de flujo produciendo restricciones ocasionando una mala distribución en el flujo de combustible. Lo cual se evidencia rápidamente en los componentes de las turbinas limitando el flujo de los sistemas de control de combustible, los cuales continuamente aseguran que el flujo de combustible no excede los límites establecidos para proteger la máquina y los equipos asociados. Cuando el área de flujo de la válvula de control es reducida a un valor menor de lo establecido en el sistema de control de combustible limita innecesariamente que la turbina alcance su máxima potencia, y otros síntomas ocurren por la deposición de sulfuro como aumento en la máxima temperatura operativa, inestabilidad en la combustión, problemas de ignición, fallas en la integridad y confiabilidad de las válvulas de control por hermeticidad. Si estos problemas no se controlan conducen a problemas de durabilidad reduciendo la vida útil de la máquina.

1.5.1 Factores de riesgo. El riesgo de contaminación de azufre elemental aumenta con:

- Mayores concentraciones de azufre elemental en el gas combustible.
- Disminución de la temperatura del gas combustible en el punto de conexión de la turbina.

Otros factores que contribuyen son:

- Aumento de la caída de presión en el sistema de suministro de combustible.
- El aumento del flujo de combustible.
- El diseño del sistema de combustible y los contornos de los componentes
- Mayor concentración de partículas o gotitas de líquido en el combustible que sirven como sitios de nucleación que facilita la de sublimación azufre.

1.5.2 Recomendaciones para evitar desublimación de azufre elemental.

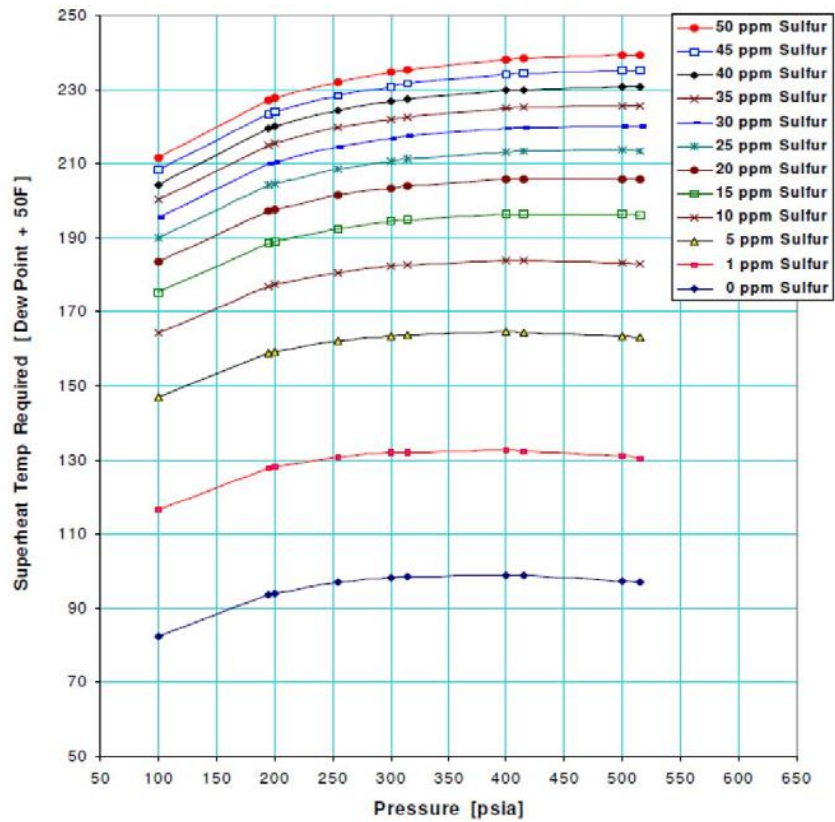
Para minimizar el problema de desublimación y deposición de azufre elemental se recomienda:

- Identificar los sitios donde por base de datos de fabricantes de turbinas se presente un mayor riesgo.
- Los sitios de riesgo que presenta evidencia de desublimación de azufre se deben instalar sistemas de calentamiento de gas combustible para obtener una temperatura mínima de 130 °F en el punto de conexión de la turbina.

Los fabricantes de Solar Turbines han tenido un éxito excelente en la prevención de sublimación azufre elemental con el aumento de la temperatura de suministro de gas combustible. Actualmente, este es el medio más eficaz y conocido para prevenir este problema. Sin embargo en calentamiento puede ser determinado por la cantidad de concentración de azufre elemental.

Sin embargo Solar Turbines manifiesta que la experiencia ha demostrado que el calentamiento del gas combustible por encima de 130°F ha sido efectivo para prevenir la de sublimación de azufre en múltiples instalaciones. Anotando que este aumento de temperatura es independiente del punto de rocío del hidrocarburo. Solar Turbines requiere que la temperatura del combustible sea un mínimo de 50 ° F por encima del Dew Point. Por lo tanto, la temperatura del combustible mínima necesaria para un sitio donde se tengan antecedentes de sublimación azufre elemental será el mayor entre el punto de rocío de hidrocarburos + 50 ° F o 130 ° F.

Ilustración 10. Temperatura de gas combustible vs. Presión y Concentración de sulfuro.

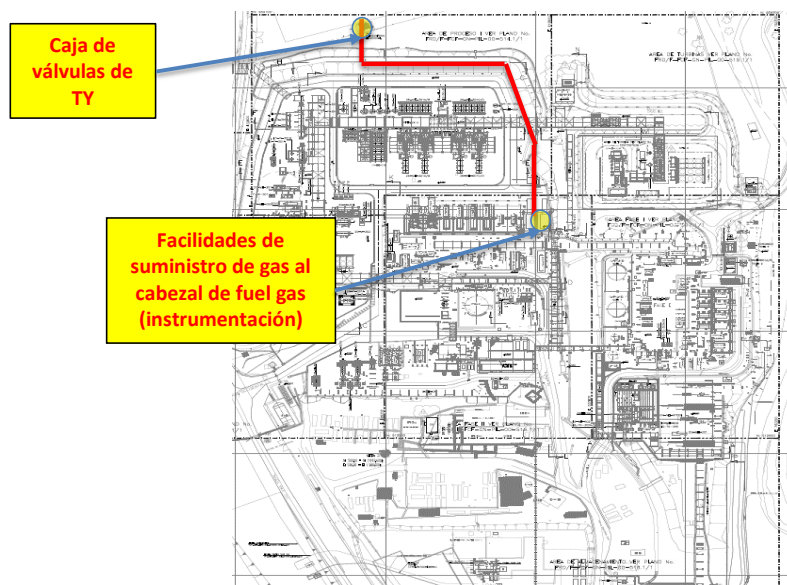


Fuente: ROBERT MENDOZA, Product Information Letter 246, SOLAR TURBINES, 2012.

2. HISTÓRICOS DE LAS CONDICIONES OPERACIONALES DEL SISTEMA DE GAS, COMBUSTIBLE Y TURBOGENERADORES.

Las dos unidades de Fuel Gas 46-ME-301 A/B tiene la posibilidad de utilizar el gas de la interconexión de Termo Yopal que retornar al CPF Floreña el gas seco que produce la planta PSG (planta de secado de gas) que no puede ser consumido por la planta de generación de energía Termo Yopal, donde el gas retornado, debido a sus propiedades de gas seco, puede ser usado directamente como fuel gas en el CPF Floreña, la interconexión es una línea que transporta gas desde la caja de válvulas de Termo Yopal hasta el cabezal de fuel gas de baja presión de Fase II. La cual puede entregar entre 2.8 a 10.5 mmscfd de flujo operático a una presión operativa entre 145 y 180 psig a una temperatura de entrega operacional de diseño de 90 a 120 °F.

Ilustración 11. Interconexión Termo Yopal a CPF Floreña para retornar gas seco.



Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Sistema 24 Línea retorno de gas de Termo Yopal, 2014. Yopal. Casanare.

A continuación se entrega un reporte de dos cromatografía del gas entregado desde Termo Yopal donde se observan las presiones y temperaturas de gas entregado para ser utilizado por los turbogeneradores. Con respecto a la temperatura entregada

se observa un valor menor al solicitado (130°F) por el venedor de Solar Turbines el cual es de 97°F.

Ilustración 12. Cromatografía Fuel Gas Yopal.



Core Lab
RESERVOIR OPTIMIZATION

CORE LABORATORIES



equion
Energía para la vida

Compositional Analysis of C1 to C6+

Sampling Date	Julio 14 2015 11:30
Sampling Location	FLOR - Fuel Gas Termoyopal
Sample Number	135912
Sampling Conditions	255.0 psig @ 97°F
Analist Name	Juan Camilo Mesa

Component	Mole %
-----------	--------

N ₂	Nitrogen	0,525
CO ₂	Carbon Dioxide	3,870
C ₁	Methane	86,755
C ₂	Ethane	8,783
C ₃	Propane	0,028
iC ₄	i-Butane	0,007
nC ₄	n-Butane	0,008
iC ₅	i-Pentane	0,004
nC ₅	n-Pentane	0,004
C ₆₊	Hexanes Plus	0,016

Totals :	100,00
----------	--------

File:Lab Cusiana20150604000001.txt

Calculated Whole Gas Properties

Gas Gravity	0,6384	(Air=1 @ 14.73 psia & 60°F)
Whole Sample Mole Weight	18,450	g mol ⁻¹

Additional Information

Real Gross Calorific Value	1033,3	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Real Net Calorific Value	932,6	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F

Cra 20 Nro. 168-52/56, Bogotá D.C., Colombia
 Teléfono PBX (57-1) 674 04 00
 Celufijo (03-310) 264 09 01, Fax : (57-1) 673 00 60
 Website: www.corelab.com

Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Cromatografía Fuel Gas Yopal.xls, 14 de Julio del 2015, Yopal. Casanare.

Ilustración 13. Cromatografía Fuel Gas Alta Unidad B.



LABORATORIO CPF FLOREÑA



Compositional Analysis of C1 to C12+

Sampling Date	19/08/15 (13:50)		
Sampling Location	Fuel Gas Alta Unidad B		
Sample Number	0227		
Sampling Conditions	100,8 F@		
Analist Name	Juan C Mesa		

Component	Mole %	Weight %
CO ₂ Carbon Dioxide	3,93	8,66
N ₂ Nitrogen	0,35	0,49
C ₁ Methane	82,43	66,26
C ₂ Ethane	8,55	12,89
C ₃ Propane	3,32	7,34
iC ₄ i-Butane	0,63	1,83
nC ₄ n-Butane	0,59	1,73
iC ₅ i-Pentane	0,13	0,46
nC ₅ n-Pentane	0,06	0,21
C ₆ Hexanes	0,01	0,10
C ₇ Heptanes	0,00	0,03
C ₈ Octanes	0,00	0,00
C ₉ Nonanes	0,00	0,00
C ₁₀ Decanes	0,00	0,00
C ₁₁ Undecanes	0,00	0,00
C ₁₂ + Dodecanes plus	0,00	0,00
Totals :	100,00	100,00

Instalacion_19-09-2016_EXTENDIDO\Fuel Gas Alta Unidad B 014_15-32-17.D

Note: 0.00 means less than 0.005.

Calculated Residue Properties	Mole Weight (g mol ⁻¹)	Density (g cm ⁻³ at 60°F)
C ₇ + Heptanes plus	91,9	0,7542
C ₁₀ + Decanes plus	155,9	0,7962
C ₁₂ + Dodecanes plus	161,0	0,8000

Calculated Whole Gas Properties		
Gas Gravity	0,6907	(Air=1 @ 14.73 psia & 60°F)
Whole Sample Mole Weight	19,953	g mol ⁻¹
Ideal Gas Density	0,8421	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60°F
Ideal Gross Calorific Value	1112,3	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Ideal Net Calorific Value	1006,4	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Pseudo Critical Press.	681,98	psia
Pseudo Critical Temp.	385,05	Rankine
Gas Compressibility Factor, Z	0,997014	@ 14.65 psia & 60°F
GPM (C2+)	3,65	
GPM (C3+)	1,37	

Additional Information		
Real Gross Calorific Value	1113,3	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Real Net Calorific Value	1007,4	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F

Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Cromatografía Fuel Gas Septiembre.xls, Alta Presión Unidad B, 19 de Agosto del 2016, Yopal. Casanare.

En la siguiente tabla se determinan la cantidad de azufre que contiene el gas Floreña con la finalidad de conocer los contenidos de azufre.

Tabla 7. Análisis de laboratorio, Identificación azufrados del gas combustible.

FECHA DE MUESTREO	Convertir a Unidades SI		26/06/2015 11:00	26/06/2015 11:10	26/06/2015 11:20
IDENTIFIC. MUESTRA			Fuel Gas TermoYopal	Patín Medición Gas Perenco	Fuel Gas Alta Unidad A
DESCRIPCION MUESTRA			Muestras de Gas tomadas en Cilindros Pasivados // Presión: 249.8 psig // Temp: 73.5 oF	Muestras de Gas tomadas en Cilindros Pasivados // Presión: 1222 psig // Temp: 113 oF	Muestras de Gas tomadas en Cilindros Pasivados // Presión: 240 psig // Temp: 109 oF
LABORATORIO	COMPONENTE	UNIDAD	201080250	201080251	201080252
CRO	sulfuro de hidrogeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	sulfuro de carbonilo	ppm (peso)	2,0084	2,3148	2,2716
CRO	metil mercaptano	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	etilmercaptano	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	dimetilsulfuro	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	disulfuro de carbono	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	terbutilmercaptano	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	etil metil sulfuro/propilmercaptano	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	tiofeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	butilmercaptano	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	dietildisulfuro	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	2metiltiofeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	3metiltiofeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	tetrahidrotiofeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	n-amil mercaptano	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	dimetiltiofeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	sulfuro de alilo	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	di n-propilsulfuro	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	trimetiltiofeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	tetrametiltiofeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	di-n-butilsulfuro	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	2-metilbenzotiofeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	5-metilbenzotiofeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	6-metilbenzotiofeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	Azufrados Totales	ppm (peso)	2,0084	2,3148	2,2716
CORE LABORATORIES	Sulfuro Hidrogeno (Tubos Draguer)	ppm	2,3	2,5	2,3
CORE LABORATORIES	Oxigeno en Gas	ppm			

Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Gases CPF Floreña, 26/06/2015. Yopal. Casanare

De acuerdo a la información suministrada y disponible se diligencia los consumos de gas natural, estos son promediados mensualmente, de acuerdo a la operación de las dos turbogeneradoras; en el cuadro siguiente nos entrega la información.

Tabla 8. Cantidad Generada y Consumida de Unidades Fuel Gas.

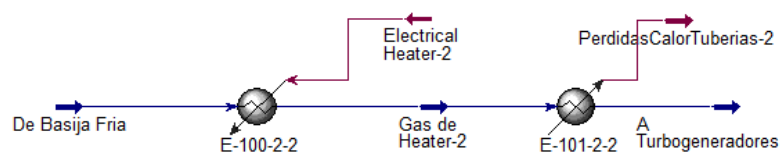
AUTOGENERACIÓN								
Combustible Utilizado:		Gas 100 %		mmsfs- mes		Eficiencia : 17,58%		
MES	Cantidad Generada (Q) kWh	Cantidad Consumida por planta generadora (Q2) kWh -mes		Tarifa de Autogen. (P)	Tarifa de Transferencia Oficial (P2)	P X Q2 (Mes \$)	Estimado Transferencias ((Q-Q2)X4%)X P2	
JULIO	3.398.677,0	57.583,7			\$/kWh	0	0	\$
AGOSTO	3.350.013,3	58.471,5			\$/kWh	0	0	\$

Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, 8. Agosto 2016-Gestión de Recursos Energético, 10 de Septiembre del 2016, Yopal. Casanare.

En la siguiente ilustración se observan las condiciones operacionales del gas combustible al salir de la vasija fría y las condiciones al pasar por el calentador eléctrico de Gas Combustible-46-HE-303, se incluyen las pedidas de calor o energía por convección y radiación en el tramo de tubería con el medio ambiente, y llegar a las condiciones descritas en las cromatografías a los turbogeneradores.

Ilustración 14. Diagrama de Flujo Condiciones de operación.

Material Streams				
		De Basija Fria	A Turbogeneradores	Gas de Heater-2
Vapour Fraction		1,0000	1,0000	1,0000
Temperature	F	24,50	100,8	118,4
Pressure	psig	255,0	240,0	245,0
Molar Flow	MMSCFD	6,539	6,539	6,539
Mass Flow	lb/hr	1,432e+004	1,432e+004	1,432e+004
Liquid Volume Flow	USGPM	83,14	83,14	83,14
Heat Flow	Btu/hr	-2,824e+007	-2,768e+007	-2,756e+007



Energy Streams			
		Electrical Heater-2	Perdidas Calor Tuberías-2
Heat Flow	Btu/hr	6,860e+005	1,268e+005

Fuente: Autor.

3. DESCRIPCION DE LA ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN PARA EVITAR LOS EVENTOS DE FALLAS.

Con el objetivo de cumplir las recomendaciones de los fabricantes de Solar Turbines para la prevención de la desublimación de azufre elemental bajo la premisa de aumentar la temperatura de suministro de gas combustible a los turbogeneradores de acuerdo a las cromatografías vistas en el capítulo anterior se observan temperaturas de entrega de gas combustible de hasta 97°F. Por lo cual, se hace necesario aumentar la temperatura de entrega de gas combustible como mínimo por encima de 130°F.

Las unidades de gas combustible cuenta con su calentador eléctrico con una potencia de 308 kW, realiza el recalentamiento por resistencia eléctrica del gas de combustible a 90 - 140° F, desde una temperatura de 25°F a 30°F. Las unidades de gas combustible procesan 67,916 MMSCf/mes suministrándolo a los dos turbogeneradores a gas y cinco (5) motores reciprocantes de las unidades compresoras las cuales tienen motores a gas referencia Caterpillar 3616.

Según la información de EQUION de los HISTDATE que registran las señales de instrumentos y variables del proceso de las unidades de Gas Combustible, el medidor de flujo que registra la cantidad de gas con TAG, FIT 4601 con valores desde 2,92 MMSCFD alcanzado valores de 6,529 MMSCFD, es importante resaltar que una unidad de gas combustible es respaldo de la otra y funcionan en condiciones alternas y similares. A continuación se observan los valores de HISTDATE.

Tabla 9. HISTDATE de Unidades Fuel Gas

\$Date,\$Time,PIT_4627_VALUE,FIT_4601_VALUE,TIT_4624_VALUE,TIT_46200_VALUE,PDIT_4628_VALUE,PI T_4612_VALUE,TIT_4608_VALUE,PIT_4610_VALUE
12/04/15,23:39:07,998.724,6.315287,6.105635,6.531588,1.108163,450.0071,9.183485,263.97
12/05/15,16:27:07,999.47,6.414924,-2.546889,-2.499779,1.204738,454.6553,3.90521,264.0485
12/06/15,12:51:07,1005.476,5.934968,0.3405571,0.5172195,1.035142,451.1064,4.857223,264.127
12/07/15,21:15:07,1005.948,6.528977,2.360395,2.984603,1.336057,447.2119,3.893432,263.8444
12/09/15,22:27:07,896.7703,6.515834,-0.790081,-0.3778687,1.110518,451.1378,2.629315,264.2684
12/10/15,09:15:07,897.2806,6.444816,1.471196,1.865742,1.172938,451.2163,5.190918,264.2213
12/11/15,00:51:07,899.4006,5.932425,-0.5937891,-0.4053497,1.010998,450.9965,2.654833,263.8758
12/12/15,23:39:07,900.1072,6.236637,-2.134677,-1.842203,1.128184,451.4518,1.769559,264.0014
12/14/15,10:27:07,897.3984,6.303627,2.309361,2.59202,1.013943,450.4311,5.952528,264.0328
12/15/15,14:03:07,899.7932,6.273312,-1.981569,-1.498693,1.107574,451.3262,3.302594,264.0799
12/16/15,10:27:07,897.8303,5.987755,-0.9726324,-0.7645626,0.9603548,450.2741,2.527244,264.127
12/19/15,10:27:07,929.3547,5.720642,-1.357363,-0.9039297,0.8838015,452.1271,3.761916,264.0956
12/21/15,10:27:07,926.6066,6.35811,7.324606,7.870295,1.112873,451.1692,12.06504,263.9072

Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, HISTDATE1, 12/31/2015, Yopal. Casanare.

Las alternativas de solución serán las siguientes se pueden comparar con la ilustración 8:

- Alternativa 1: Instalación de aislamiento térmico a la tubería de alta presión que interconecta las unidades de gas combustible y los turbogeneradores.
- Alternativa 2: Instalación de una derivación antes de Calentador Electrico de Gas Combustible-46-HE-303 A, que suministre el gas combustible a los motores a gas de los compresores reciprocante.
- Alternativa 3: Aprovechamiento energético del calor de los gases de combustión de los turbogeneradores de la unidad 56-ME-301 WHRU.

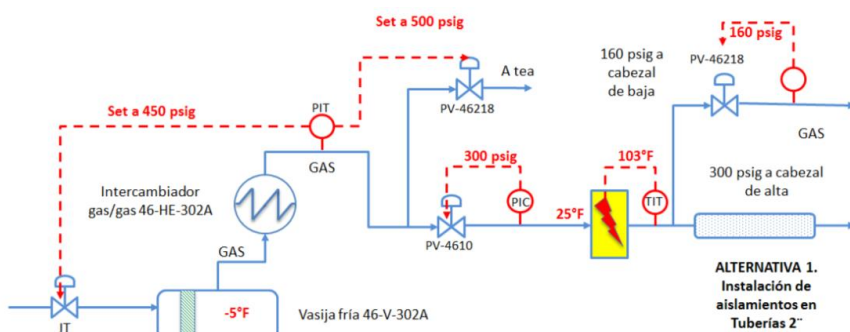
En la siguiente tabla se observa la temperatura del gas combustible antes del ingreso al calentador eléctrico con una temperatura de 24.5°F y con una temperatura de salida del calentador de 140°F tenemos un DUTY:

Tabla 10. Heat-mass balance de Unidades Fuel Gas.

STREAM NUMBER	28
DESCRIPTION	HP FUEL GAS LETDOWN
	PCV
PHASE	V
TEMPERATURE, °F	24.5
PRESSURE, psia	315

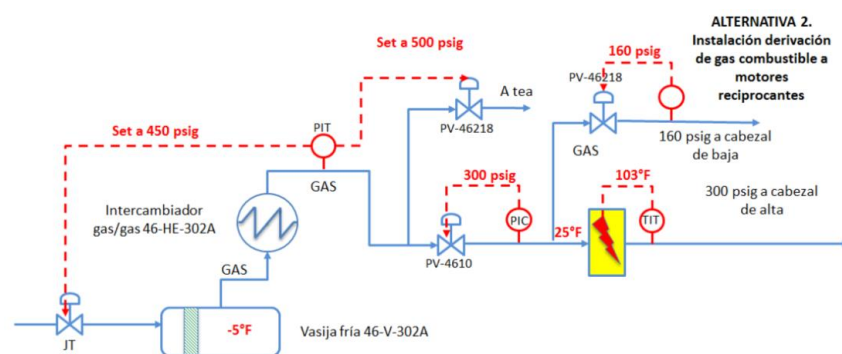
Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Yopal. Casanare

Ilustración 15. Alternativa de solución: 1. Instalación de aislamiento térmico.



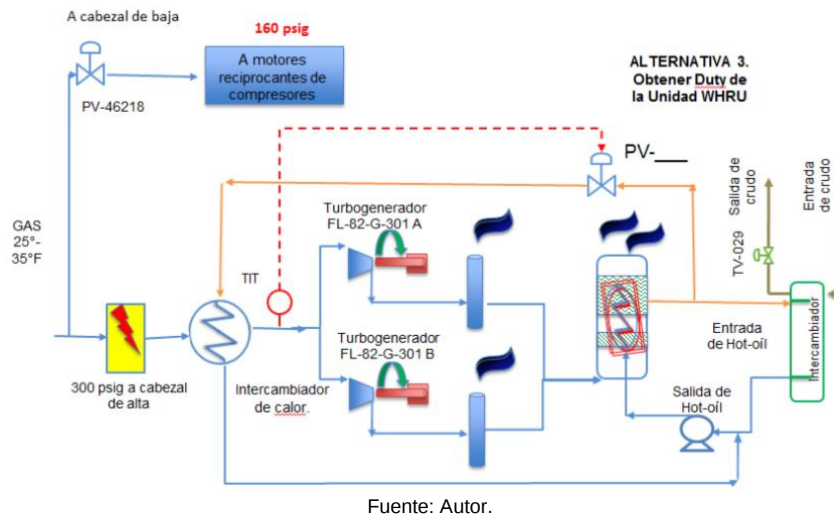
Fuente: Autor.

Ilustración 16. Alternativa de solución: 2. Instalación de derivación.



Fuente: Autor.

Ilustración 17. Alternativa de solución 3. Aprovechamiento energético de la unidad 56-ME-301 WHRU.



3.1 INSTALACIÓN DE AISLAMIENTO TÉRMICO EN TRAMO DE TUBERÍA ALTA PRESIÓN CALENTADOR ELÉCTRICO DE GAS COMBUSTIBLE-46-HE-303 A TURBOGENERADORES

En esta alternativa se busca disminuir las transferencias térmicas por convección y radiación en la tubería en acero al carbono API 5L/ASTM A53 de 2 pulgadas de diámetro nominal Schedule 40 clase 300# que disminuyen la temperatura del gas combustible a la llegada de los turbogeneradores. A continuación se observan los valores de HISTDATE el indicador transmisor de temperatura con TAG TIT 46214 registra la temperatura a la salida del calentador eléctrico de gas combustible 46-HE-303 A/B, el cual registra temperaturas de hasta 140 °F.

Tabla 11. HISTDATE II de Unidades Fuel Gas.

\$Date,\$Time,TIT_46214_VALUE,PIT_46218_VALUE,PIT_46228_VALUE,PIT_46236_VALUE,FQI_46200_VALUE
12/02/15,05:56:37,140.0847,153.9997,1.479971,1190.618,0
12/02/15,14:20:37,141.18,153.984,1.53611,1308.904,4.899502e-005
12/03/15,17:56:37,142.9113,151.0475,1.413625,1210.719,0
12/04/15,10:44:37,140.9366,150.9533,1.459164,1169.812,0
12/05/15,21:32:37,142.0279,150.9847,1.412839,1150.928,0
12/06/15,20:20:37,141.6353,150.9847,1.488608,1153.794,0
12/08/15,13:08:37,141.1054,150.8905,1.482719,1045.441,0
12/10/15,07:08:37,141.0425,151.0318,1.468586,896.6525,0
12/12/15,13:08:37,140.6814,150.6863,1.482719,894.8466,0
12/15/15,01:08:37,140.6068,151.0789,1.480756,874.3538,0
12/16/15,10:44:37,145.2903,151.1103,1.614627,887.5054,0
12/18/15,07:08:37,139.8884,150.4037,1.547888,909.804,0
12/21/15,11:56:37,140.2692,151.8484,1.48429,913.4551,0

Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, HISTDATE1, 12/31/2015, Yopal. Casanare.

Para aislar tuberías se distinguen tres tipos de aislamiento termico utilizando en la industria:

- **Lana de Vidrio biosoluble aglomerada con resina termo-resistente**, varía su diseño y presentación desde mantas flexibles hasta láminas semi-rígidas para ajustarse a las diferentes aplicaciones industriales. Los beneficios es una alta eficiencia térmica con su baja conductividad térmica $K=0.0326 \text{ W/m}^\circ\text{C}$ ($0,24 \text{ BTU Pulg/Hr. pie}^2 \text{ }^\circ\text{C}$ de temperatura media ayuda a optimizar la conservación de energía. Las Cañuelas de amplio rango aíslan acústicamente y térmicamente, preformada en forma de medias cañas para aislar tuberías calientes y frías, con temperaturas hasta 454°C (850°F) y con diámetro nominal desde $\frac{1}{2}$ " hasta 12". Disponible con y sin laminado de foil de aluminio FRK. Las dimensiones de las cañuelas son desde $\frac{1}{2}$ " hasta 12" en espesores de aislamiento de 1" a 3".¹⁷

¹⁷ Fuente: FIBERGLASS, Aislamientos térmicos, 2014. Colombia. <http://fiberglasscolombia.com/wp-content/uploads/2015/06/catalogo-General-de-Aislamientos.pdf>

Ilustración 18. Aislamiento térmico Lana de vidrio para tuberías con Cañuelas Alto rango.



Fuente: FIBERGLASS, Aislamientos térmicos, 2014. Colombia.

- **Lana de mineral de roca aglutinada con resina sintética** para tuberías en cañuelas por su alta densidad evita el paso de calor con mucha eficiencia con una conductividad de 0,24 BTU Pulg/Hr. pie² a 100 °F, las cañuelas de lana mineral de rocas son totalmente incombustible, son químicamente neutras, no causan ni promueven la corrosión, no se desintegran, ni pierden su forma en líneas expuestas a vibraciones, funcionan en líneas de servicio que operan a temperaturas desde -80°C hasta 454°C en régimen continuo y con diámetro nominal desde ½" hasta 8".¹⁸

¹⁸ Fuente: CALORCOL S.A., Ficha Técnica de Cañuelas, Aislamiento Térmico. Medellín, Colombia. http://www.calorcol.com/Portals/0/Contenidos/Documentos/PDF/cañuelas_lmr.pdf

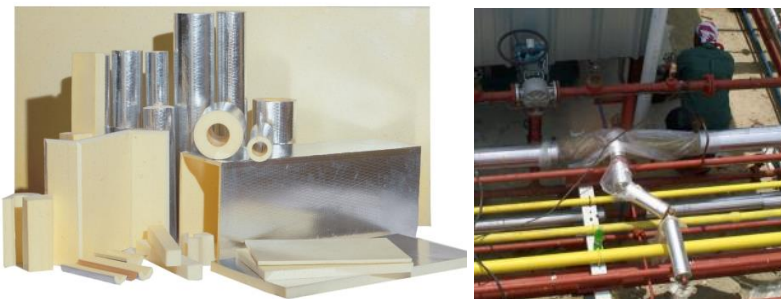
Ilustración 19. Aislamiento Lana de mineral de roca.



Fuente: CALORCOL S.A., Ficha Técnica de Cañuelas, Aislamiento Térmico. Medellín, Colombia.

Las cañuelas de poliuretano fabricadas en espuma de poliuretano autoextingible, con baja conductividad térmica, rigidez, peso liviano y resistencia mecánica. La estructura de celda cerrada contribuyen a rechazar la humedad en los procesos fríos y la refrigeración, con servicios de temperatura de -120°C a 85°C . Con una conductividad de 0,17 BTU Pulg/Hr. pie² a 75 °F y con diámetro nominal desde ½" hasta 8" con longitudes de 2 m y espesores de 1 a 4 pulgadas.¹⁹

Ilustración 20. Las cañuelas y láminas de poliuretano fabricadas en espuma de poliuretano.



Fuente: CALORCOL S.A., Ficha Técnica de Cañuelas y láminas en poliuretano. Medellín, Colombia.

¹⁹ Fuente: CALORCOL S.A., Ficha Técnica de Cañuelas y Láminas en Poliuretano. Medellín, Colombia. http://www.calorcol.com/Portals/0/Contenidos/Documentos/PDF/cañuelas_y_laminas_de_pu.pdf

Con la finalidad de conocer las perdidas por conveccion y radiacion que son ocasionadas por el tramo de tuberia en estudio y cuales serian los beneficios de eficiencia energetica o de ahorro energetico con la utilizacion de un aislante termico se recurre a la utilizacion de software de calculos de analisis termico para tecnicas de aislamiento TECHCALC. Teniendo en cuenta que es una tuberia en acero al carbono API 5L/ASTM A53 de 2 pulgadas de diametro nominal Schedule 40 clase 300#, cuya longitud de tuberia tiene una longitud horizontal de 141 metros y una longitud vertical de 11 metros, en el simulador se realiza el analisis con los datos atmosfericos del sitio. En las siguientes ilustraciones se entregan los resultados de las simulaciones en el software de calculo termico para aislamiento termico.

Ilustración 21. Reporte de pérdidas térmicas de tubería horizontal.



Fuente: Autor.

Ilustración 22. Reporte de pérdidas térmicas de tubería verticales.



Fuente: Autor.

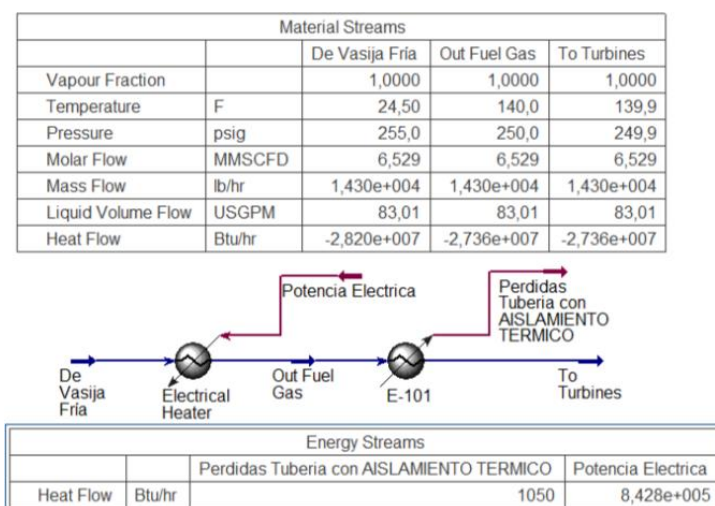
Con los datos entregados por el software utilizando un aislamiento térmico en cañuelas de poliuretano y sin el aislamiento obtenemos las pérdidas de calor totales con y sin aislante térmico, con lo cual sumamos las perdidas horizontales y verticales tenemos:

Perdidas de Calor Total - Sin aislamiento térmico: 37.158 W (126.188 BTU/hr)

Perdidas de Calor Total - Con aislamiento térmico: 1.050 W (3.582 BTU/hr)

Se realiza una simulación en HYSYS, con los valores de pérdidas térmicas en las condiciones de operación actuales y con la aplicación de esta alternativa.

Ilustración 23. Simulación de condiciones con aislamiento térmico.



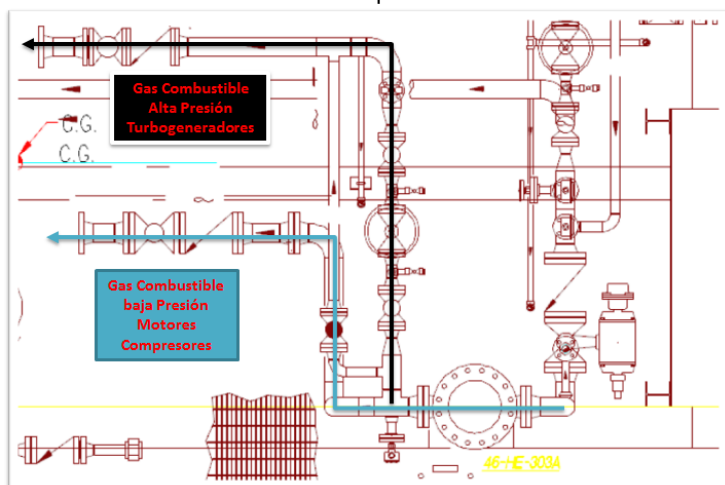
Fuente: Autor.

Se entrega el gas combustible una temperatura de 139°F superando los requerimientos solicitados por el Vendor, el flujo de energía entregada por las resistencia eléctrica es de 842.800 BTU/hr (247 Kw).

3.2 INSTALACIÓN DE UNA DERIVACIÓN PARA DISMINUIR EL CAUDAL DE FLUJO POR EL CALENTADOR ELECTRICO DE GAS COMBUSTIBLE-46-HE-303 A/B

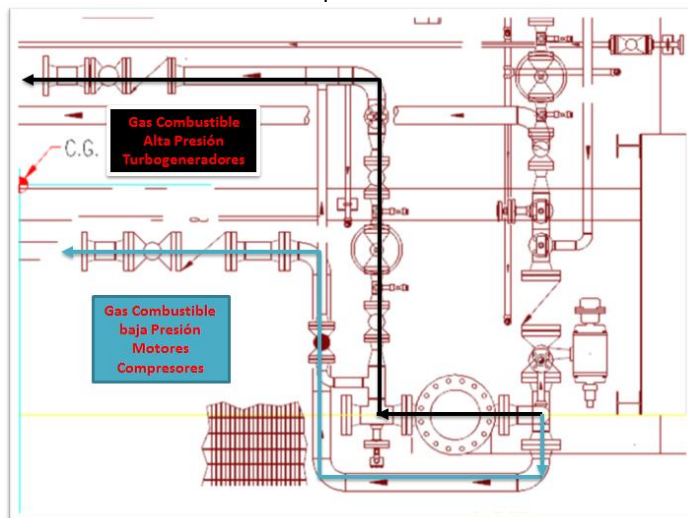
La alternativa de solución consiste en realizar modificaciones mecánicas instalando una Tee que permita el suministro de gas combustible para a los motores Caterpillar 3616, permitiendo que el duty del calentador sea solo utilizado por el gas combustible que va hacia los turbogeneradores, a continuación se observan las condiciones originales del "AS_BUILT" y en la posterior ilustración las modificaciones a realizarse.

Ilustración 24. Condiciones actuales de operación Calentador Eléctrico.



Fuente: ENGINEERING TECHNOLOGY INCORPORATED, Plot Plan LayOut for Skids 46-ME-301/46-ME-302 "AS-BUILT", 05/04/12.

Ilustración 25. Modificaciones mecánicas, instalación de Tee a los motores Caterpillar 3616.



Fuente: Autor, Alternativa de soluciones 3, Yopal. Casanare.

Con formato: Izquierda

Con formato: Normal, No conservar con el siguiente, No ajustar espacio entre texto latino y asiático, No ajustar espacio entre texto asiático y números

Para determinar el caudal de gas combustible utilizado por los motores Caterpillar 3616 nos basamos en la ficha técnica del fabricante puesto que no se cuenta con un medidor de flujo independiente para el gas combustible entregado a los motores Caterpillar.

Para determinar el consumo de gas combustible de los motores Caterpillar que suministran una potencia a cada compresores reciprocantes de 3.000 bHP (2.237.1 bkW), se interpola para determinar el porcentaje de carga de acuerdo a la Tabla 10, datos técnicos del motor a Gas CAT G3616.

Porcentajes de Carga	75%	X	50%
Potencia del motor (bkW)	2.646	2.237,1	1.764

Tabla 12. Datos técnicos del motor a Gas CAT G3616.

G3616

GAS ENGINE TECHNICAL DATA

CATERPILLAR®

Genset

50 Hz

07/07

ENGINE SPEED (rpm):

1000

FUEL TYPE:

Nat Gas

COMPRESSION RATIO:

9:1

MIN. FUEL PRESSURE (kPag):

295

AFTERCOOLER WATER (°C)

54

MIN. RATED METHANE NUMBER:

66

JACKET WATER OUTLET (°C)

88

RATED ALTITUDE @ 25°C (m):

975

IGNITION SYSTEM:

CIS/A3

FUEL LHV (MJ/Nm3):

35.6

EXHAUST MANIFOLD:

DRY

ASSUMED GENERATOR EFFICIENCY (%)

97.0

GENERATOR POWER FACTOR

0.8

RATING	NOTES	LOAD	100%	75%	50%
ENGINE POWER	(2)	bkW	3528	2646	1764
GENERATOR POWER	(2)	ekW	3423	2567	1711
ENGINE EFFICIENCY (ISO 3046/1)	(1)	%	38.7	37.2	34.6
ENGINE EFFICIENCY (NOMINAL)	(1)	%	37.8	36.3	33.8

ENGINE DATA						
FUEL CONSUMPTION (ISO 3046/1)	(1)	MJ/bkW-hr	9.31	9.69	10.4	
FUEL CONSUMPTION (NOMINAL)	(1)	MJ/bkW-hr	9.53	9.92	10.65	

Fuente: CATERPILLAR, TMI N°: DM5563-00, 2003. USA.

Se obtiene que cada motor trabaja en un porcentaje de carga de X=63,41%; el consumo nominal de combustible se determina con la carga,

Porcentajes de Carga	75%	63,41%	50%
Consumo de Combustible (MJ/bkW-hr)	9,92	C	10,65

El consumo de combustible es de C=10,26 MJ/bkW-hr (7.244,1 BTU/bHP-hr), se concluye que para las cinco unidades CAT 3616:

$$C_t = 7.244,1 \text{ BTU/bHP-hr} \times 3000 \text{ bHP} \times 5 \text{ Und} \rightarrow C_t = 108,66 \text{ MBTU/hr}$$

Según las cromatografías anteriores obtenemos un poder calorífico neto de hasta 1007,4 BTU/Ft³, por lo cual el flujo de gas natural de consumo día es de:

$$Q_t = (108,66 \text{ MBTU/hr} / 1007,4 \text{ BTU/Ft}^3) * 24 \text{ hr/día} = 2,59 \text{ MMSCFD}$$

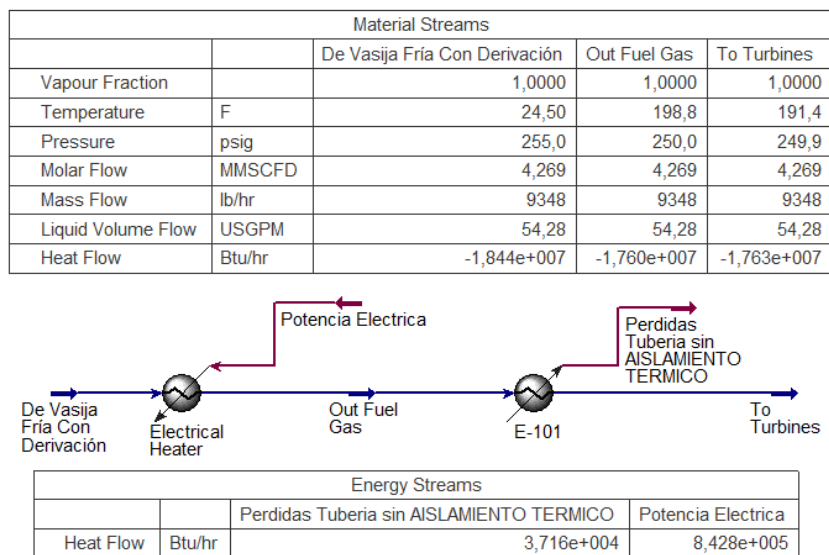
Según la estimación de la confiabilidad y disponibilidad nos entregan un factor de servicio de 87,5%, tendríamos un consumo de Cta.= 2,26 MMSCFD.

Con lo cual se puede deducir que utilizando esta alternativa el caudal de gas combustible que va a los turbogeneradores y que solo pasaría por el intercambiador de calor sería de

$$Q_{\text{turb}} = 6,529 \text{ MMSCFD} - 2,26 \text{ MMSCFD} = 4,269 \text{ MMSCFD}$$

De acuerdo a la simulación en las condiciones reales de operación del intercambiador de calor eléctrico entrega un Duty de 842.800 BTU/hr. Al disminuir el caudal y manteniendo el mismo Duty, HYSYS define una temperatura de entrega del gas combustible a los turbogeneradores a una temperatura de 191.4°F superando los requerimientos solicitados por el Vendedor.

Ilustración 26. Simulación condiciones de operación con caudal menor por la derivación.



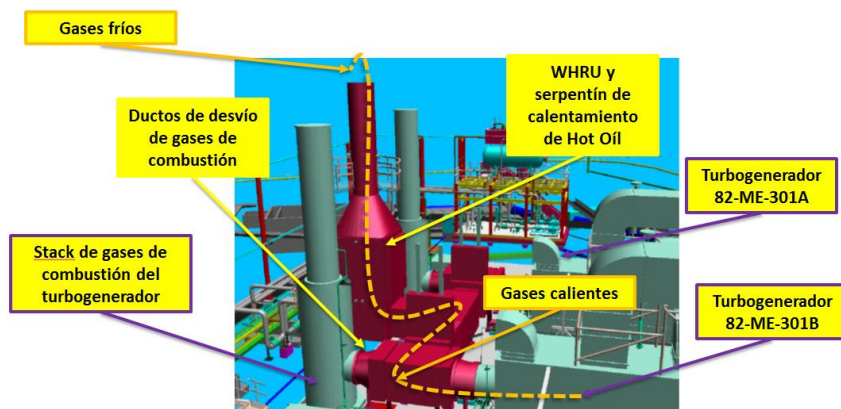
Fuente: Autor

3.3 APROVECHAMIENTO DE CALOR DE UNIDAD 56-ME-301 WHRU - (WASTE HEAT RECOVERY UNIT)

El sistema de aprovechamiento energético usa el calor de los gases de combustión de los turbogeneradores eléctricos 82-ME-301 A/B para calentar el Hot-Oil del sistema de calentamiento de crudo, la unidad 56-ME-301 WHRU está en capacidad de suministrar el calor necesario para calentar el Hot-Oil desde 180°F hasta 400°F en condiciones normales. La carga de calor capaz de suministrar es del orden de 13 mmBTU/h, el sistema calienta la totalidad de los líquidos separados en el Slug catcher, llevándolos de 120°F a 150°F a través de la transferencia de calor del Hot-Oil realizada en el intercambiador 20-HE-302.

La alternativa consiste en utilizar el Hot-Oil del sistema WHRU construyendo una derivación que permitan disponer de un caudal de flujo que entregue un mayor Duty que el actual Calentador Eléctrico que tiene una potencia teórica de 308 kW con la finalidad de tener una igual o mayor temperatura que la solicitada de 130°F a la entrada de los turbogeneradores. A continuación se realiza una descripción del funcionamiento del sistema.

Ilustración 27. Unidad 56-ME-301 WHRU Waste Heat Recovery Unit.

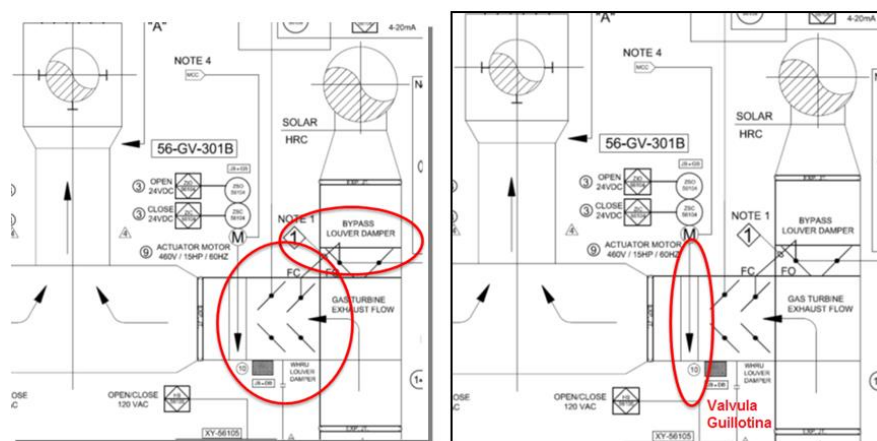


Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Sistema 56_Completo. 2 p, 5 de Octubre del 2014, Yopal. Casanare.

Los gases de combustión se desvían hacia la WHRU a través de las compuertas o “dampers” automáticos 56-DV-301 A/B y 56-DV-302 A/B. Unos dampers (302 A/B) permiten la salida normal, y los otros (301 A/B) la salida a través de la WHRU.

Ambos dampers están conectados mecánicamente, con el objeto de garantizar una salida constante de los gases calientes y evitar paradas de los Turbogeneradores. Adicionalmente, para operaciones de mantenimiento o salidas de servicio de la unidad, se cuenta con válvulas guillotinas. Estas válvulas aíslan completamente la unidad de los Turbogeneradores.

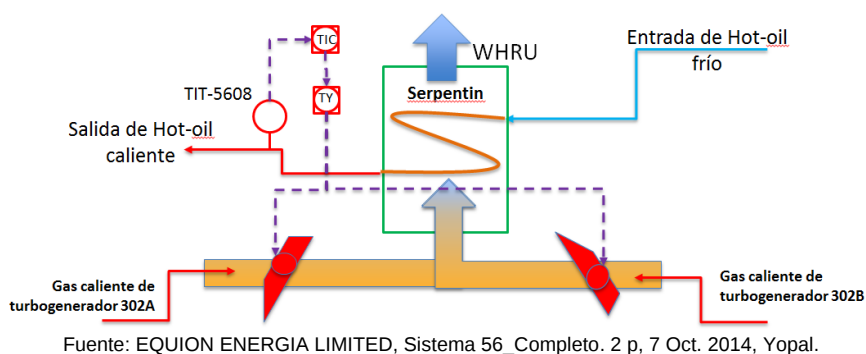
Ilustración 28. Dampers o compuestas automáticas y válvulas guillotinas.



Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Sistema 56_Completo. 2 p, 7 Oct. 2014, Yopal.

El control de temperatura de salida del Hot-Oil, se realiza luego que el serpentín y recibe el calor de los gases de combustión, y la temperatura es controlada haciendo uso de la abertura de los *dampers* que dan paso a los gases de combustión hacia la WHRU. El controlador es el TIC-5608, el cual es de acción inversa y controla tanto los *dampers* DV-302 A como la DV-302B, dependiendo de la selección que se haga con el selector 5608, la medición la realiza el TE/TIE-5608.

Ilustración 29. Sistema de control de temperatura de salida del Hot-Oil.



El Skid de Hot-Oil tiene la función de mantener en circulación el ciclo de Hot-Oil que calienta el crudo en el intercambiador 20-HE-302, el Hot-Oil se calienta en la unidad, el Skid está compuesto por el recipiente de expansión (amortiguador de las variaciones del volumen del Hot-Oil que se producen por la expansión térmica durante arranques o cambios de operación), las bombas de Hot-Oil, los filtros, la instrumentación y tuberías asociadas.

Ilustración 30. Skid de Hot-Oil.

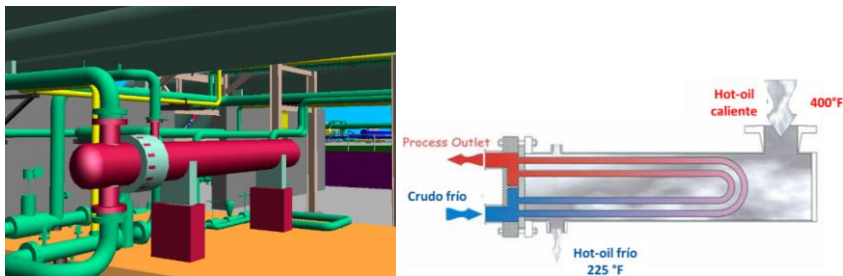


Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Sistema 56_Completo. 19 p, 5 Oct. 2014, Yopal.

El Intercambiador o Calentador de crudo 20-HE-302 es un intercambiador de calor tipo coraza y tubos, tipo BEU Horizontal. Su objetivo es calentar el crudo que abandona el Slug Catcher de manera que se mejore el proceso de estabilización

del mismo y se evite la formación de parafinas en el proceso aguas abajo. El medio de calentamiento es Hot-oil que proviene del sistema 56-ME-302, el Hot-Oil fluye por la coraza mientras que el crudo lo hace por los tubos.

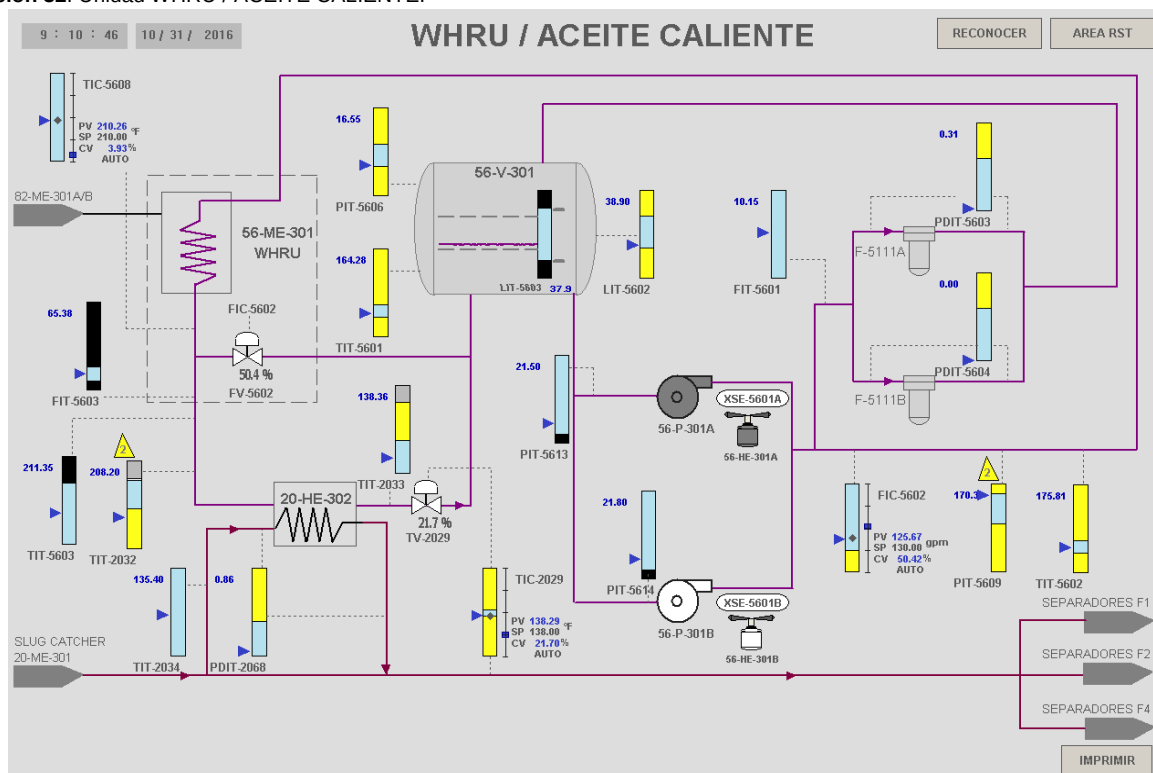
Ilustración 31. Calentador de crudo 20-HE-302.



Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Sistema 20_Completo. 35 p, 5 Oct 2014, Yopal.

A continuación se describen los rangos operaciones del sistema WHRU y de los componentes que interactúan con el proceso.

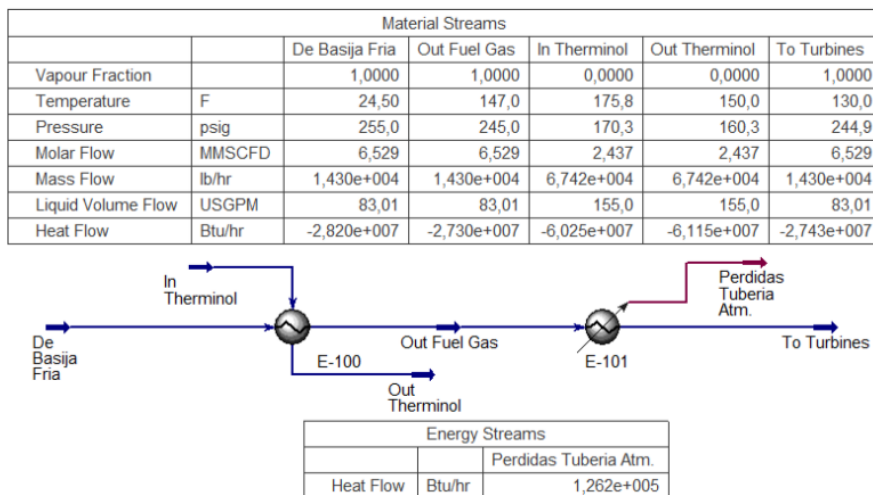
Ilustración 32. Unidad WHRU / ACEITE CALIENTE.



Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED

Se realiza la simulación para lo cual se retirará de operación el calentador eléctrico y se instalará y se colocará en operación un nuevo intercambiador para aumentar la temperatura del gas combustible utilizando Hot Oil con las variables operaciones descritas en la ilustración anterior.

Ilustración 33. Simulación de condiciones con Intercambiador con fluido Hot Oil - Therminol.



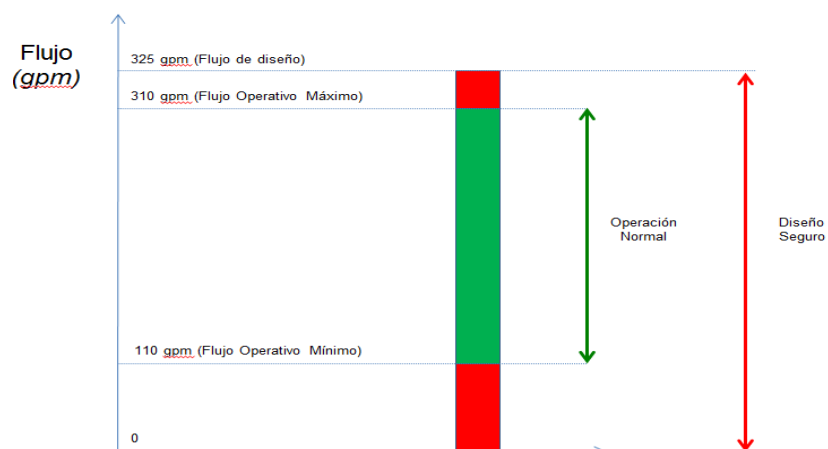
Fuente: Autor

Se hace necesario un flujo de THERMINOL-62 de 155 GPM, este caudal se sumara al caudal necesario, que la Unidad Recuperadora de Calor Residual utiliza para la operación normal de calentamiento del crudo que ingresa al CPF. Tendríamos los siguientes valores.

Según ilustración 35, instrumento FIC-5602: 130 GPM
Caudal necesario para intercambiador: 155 GPM

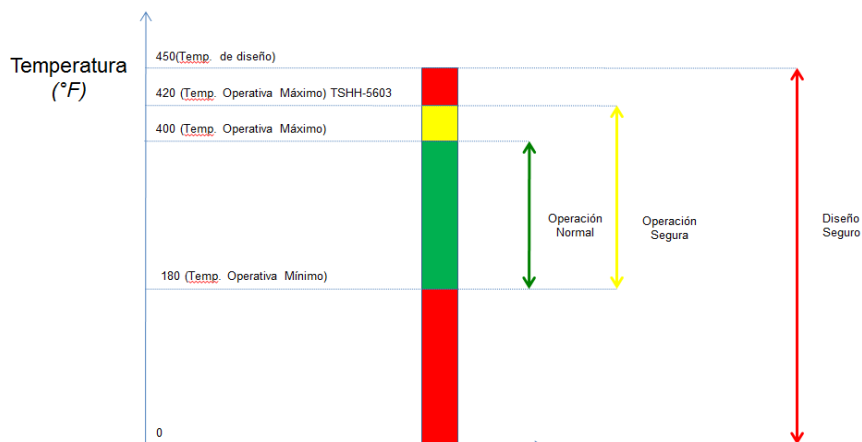
Con lo cual se hace necesario que la bomba del sistema 56-ME-301 WHRU entregue un caudal total de 285 GPM. Según la siguiente ilustración 33, se determina que el caudal requerido se encuentra dentro de los parámetros de operación normal del sistema. Lo cual se valida técnicamente de esta alternativa.

Ilustración 34. Rangos de operación: Flujo de Hot Oil.



Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Sistema 56_Completo. 10 p, 5 Oct. 2014, Yopal.

Ilustración 35. Rangos de operación: Temperatura de Hot-Oil.



Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED, Sistema 56_Completo. 41 p, 5 Oct. 2014, Yopal.

4. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO Y SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA MÁS VIABLE QUE EVITARÁ LOS EVENTOS DE FALLA.

Para determinar la alternativa que se adoptara se define y se evalúa la viabilidad técnica y económica las tres alternativas descritas en el capítulo anterior. El consolidado económico podrá tener una desviación de -20 a 40% con respecto al costo real, este es con el objetivo de evaluar y cuantificar las alternativas conceptuales, se obtuvieron especificaciones técnicas y se adelantaron cotizaciones con proveedores, lo que permite realizar una evaluación matricial de las alternativas teniendo en cuenta los siguientes aspectos.

1. Costo de la alternativa.
2. Vida Útil de la alternativa.
3. Condiciones de operación y comportamiento del equipo o solución.
4. Consideraciones de espacio.
5. Mantenimiento.
6. Eficiencia energética.

4.1 ESTIMACIÓN DE COSTO DE CAPITAL

Para la evaluación de las alternativas se tiene en cuenta los costos de cada alternativa, este aspecto contempla el CAPEX, incluyendo suministro y montaje de equipos, lo cual se valora en pesos colombianos.

Tabla 13. Costos de las inversiones para cada alternativa.

ALTERNATIVA	DESCRIPCIÓN	SUMINISTRO(COP)	MONTAJE (COP)	TOTAL(COP)
Alternativa 1.	Instalación de Aislante Térmico.	\$3.700.000	\$3.075.000	\$6.775.000
Alternativa 2.	Instalación de derivación-Modificaciones mecánicas.	\$6.800.000	\$4.800.000	\$11.600.000
Alternativa 3.	Instalación de Intercambiador para aprovechamiento de calor unidad 56-ME-301 WHRU.	\$290.500.000	\$74.300.000	\$364.800.000

Fuente: Autor

4.2 EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS

Se revisan las tres alternativas propuestas de solución presentadas anteriormente para definir una de ellas desde el punto de vista técnico.

Tabla 14. Viabilidad técnica de las alternativas.

ÍTEM	ASPECTOS A EVALUAR	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3
1	Cantidad de Equipos	No se hace necesario la adquisición de equipos.	No se hace necesario la adquisición de equipos.	Se hace necesario la adquisición de equipos como el Intercambiador de Calor, válvulas de control e instrumentos para controlar la operación de válvulas de control y monitoreo de temperaturas, presión.
2	Instrumentación	No incluye adquisición de Instrumentos adicionales.	No incluye adquisición de Instrumentos adicionales.	Instrumentación necesario para el monitoreo de temperatura, presión, diferencial de presiones y operación de válvula de control.
3	Mantenimiento	No se hace necesario modificar los programas de mantenimiento y costos asociados.	No se hace necesario modificar los programas de mantenimiento y costos asociados.	Al tener equipos e instrumentos asociados se incrementan los costos en los programas de mantenimiento así como los potenciales puntos de falla del sistema.
4	Filosofía de control y Operación	No se hace necesario implementar nuevas filosofías de operación debido a que no se instalan sistemas de control del proceso.	No se hace necesario implementar nuevas filosofías de operación debido a que no se instalan sistemas de control del proceso o modificación en parámetros sensibles que afecten la operación de los equipos a los cuales es suministrado en el gas combustible.	La filosofía de control de proceso esta centrada en el control de la temperatura de salida del gas combustible del nuevo intercambiador de calor, variables sensibles al control de sistema de WHRU.
5	Área	No requiere áreas adicionales para esta alternativa.	No requiere áreas, las modificaciones mecánicas son mínimas, no haciendo necesario modificaciones de equipos cercano u obra civil asociadas .	Se requiere una área para la construcción de obras civiles y mecánicas para instalación del intercambiador de calor y facilidades para su operación y control.
6	Eficiencia Energética	Las perdida de temperatura del gas combustible con el medio ambiente se hacen mínimas.	Se aumenta la eficiencia energética por la disminución del Duty entregado por el calentador eléctrico debido a que el caudal de gas combustible que pasa por el intercambiador es menor disminuyendo los requerimientos de energía eléctrica.	Se realiza un aprovechamiento energético utilizando un mayor doy disponible y generado por el sistema WHRU.

ÍTEM	ASPECTOS A EVALUAR	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3
7	Costo Inicial de Inversión	Los costos de inversión son menores por no ser necesario la instalación de tuberías, equipos e instrumentos.	Los costos de inversión son relacionados con la adquisición e instalación de tuberías y accesorios, solo implica modificaciones mecánicas.	Los costos de inversión son mayores por tener equipos e instrumentos, controles de proceso asociados en comparación con las otras alternativas.
8	Costos Operativos	No se hace necesario costos operativos para esta alternativa.	No se hace necesario costos operativos para esta alternativa.	Los costos operativos se hacen necesario por tener equipos los cuales deben incluirse en los programas mantenimientos preventivos y correctivos, consumos de energía eléctrica y servicios industriales asociados.

Fuente: Autor

De las alternativas anteriores se observa que la alternativa tres (3) no es favorable técnicamente por incurrir en un mayor número de equipos y de instrumentación, adicionalmente el costo de operación de esta alternativa es mayor, por la inversión necesario para obtener un resultado similares a las alternativas anteriores, al igual la alternativa dos (2) implica mayores recursos económicos para su implementación. Por lo tanto, la alternativa número uno (1) desde el punto de vista técnico cumple con los requerimientos exigidos y su implementación requiere menores recursos económicos y pronta implementación.

5. CONCLUSIONES

- Se realizó una descripción del sistema de generación de energía del CPF Floreña, así como los equipos turbogeneradores y Fuel Gas del caso de estudio.
- Se recolectó información de los históricos de los eventos de falla en los turbogeneradores, se identificaron las eventualidades sucedidas entre el mes de diciembre del 2014 y abril del 2015.
- Se identificó la causa raíz de los eventos de falla por deposición de azufre elemental en los sistemas de combustible de turbinas a gas y se realizaron recomendaciones para minimizar la desublimación y deposición de azufre elemental.
- Se realizaron tres alternativas de solución para evitar los eventos de falla de acuerdo a las recomendaciones y se evaluaron técnicamente la viabilidad de su implantación.
- Se realizó una evaluación matricial de las alternativas teniendo en cuenta los diferentes aspectos como costos, vida útil, condiciones de operación, mantenimiento y eficiencia energética, seleccionando la alternativa número uno (1).
- Una de las mayores ventajas de la alternativa seleccionada está relacionada con mejorar la eficiencia energética evitando pérdidas de calor, la menor inversión se realiza con la instalación de cañuelas en poliuretano resaltado su bajo costo en la instalación puesto que es un trabajo que se realiza en frío y no se hace necesario sacar de servicio ningún equipo operativo de la unidad fuel gas.

6. RECOMENDACIONES

- Teniendo en cuenta que se realizara la aplicación de la alternativa uno (1) se evaluará operativamente el comportamiento de la temperatura de llegada de las turbinas y verificación con diagnostico visual boroscopica, si se presenta indicios de deposición de azufre es importante la implantación adicionalmente de la alternativa dos (2), la cual brindara 100% de confiabilidad del suministro de gas combustible a los turbogeneradores brindando condiciones de confiabilidad operacional y durabilidad de los componentes de la turbina.
- Se recomienda reajustar los costos económicos previos al desarrollo del proyecto de acuerdo a los nuevos umbrales de aprobación de los mismos.

7. BIBLIOGRÁFICAS

- AGA REPORT No 7. Measurement of Gas by Turbine Meter.
- ANSI/ASME B31.8 Gas Transmissing and Distribution Piping Systems.
- CAMPBELL J. Gas Conditioning and Processing. 1998.
- EQUION ENERGIA LTDA, Practica para inspección, pruebas y aislamiento de facilidades, vías y locaciones. Revisión 05, 11 de Noviembre 2014.
- GPSA. Engineering Data Book. 1987.
- MATIAX Claudio. Turbo maquinas Térmicas, tercera edición, inversiones editoriales, 2000.
- PEREZ MARTHA ILCE, CALDERON ZULLY. Orientaciones prácticas para la elaboración exitosa de trabajo de grado de ingeniería. 2011.
- SOLAR TURBINES INCORPORATED, Manual Técnico conjunto generador impulsado por Turbine de gas Taurus™ 60S, San Diego, California, EEUU, 2011.
- TIPIEL S.A. Filosofía de generación del sistema eléctrico EPF – Floreña, Revisión D1, emitido para proyecto desarrollo integrado Piedemonte Ingeniería de detalle Etapa 2, Contrato Marco Equion Energia LTDA. 25 Enero 2013.