

TRABAJO FIN DE GRADO
GRADO EN INGENIERÍA MARINA

**SIMULACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DEL
SISTEMA DE ACEITE DE UNA TURBINA
DE GAS EN UN ALMACENAMIENTO DE
GAS NATURAL**

AUTOR:
DIRECTOR:
CONVOCATORIA:

ANDRÉS ELGUEZABAL VERA
MIGUEL ANGEL GOMEZ SOLAETXE
ABRIL 2014



UNIVERSIDAD DEL PAÍS VASCO

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA Y MÁQUINAS NAVALES

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	6
2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y ESTADO DEL ARTE	8
3. OBJETIVOS	10
3.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	10
4. METODOLOGÍA	12
5. DESARROLLO	14
5.1. DESCRIPCIÓN DE LA CADENA DEL GAS NATURAL Y PLANTAS DE PROCESAMIENTO, PARA PODER ENTENDER LA FUNCIÓN CLAVE DE LAS TURBINAS EN ELLOS	14
5.1.1. LA CADENA DEL GAS NATURAL	14
5.1.2. PLANTAS DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL	17
5.1.2.1. OBJETIVO DEL APARTADO.....	17
5.1.2.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO.....	17
5.1.2.3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE TIERRA	18
5.1.2.3.1. DESCRIPCIÓN DE LOS PERÍODOS DE INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN DE LA PLANTA	18
5.1.2.4. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA PLANTA DE TIERRA.....	19
5.1.2.4.1. INSTALACIONES Y EQUIPOS DE LA PLANTA DE GAS.....	20
5.1.2.4.2. PARÁMETROS DE OPERACIÓN	21
5.1.2.5. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO EN LA PLATAFORMA MARINA	22
5.1.2.5.1. DESCRIPCIÓN DE LOS PERÍODOS DE INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN DE LA PLATAFORMA	22
5.1.2.5.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA PLATAFORMA OFFSHORE	22
5.1.2.5.3. INSTALACIONES Y EQUIPOS DE LA PLATAFORMA DE GAS.....	24
5.1.2.5.4. PARÁMETROS DE OPERACIÓN	25
5.2. CONJUNTO TURBINA DE GAS – COMPRESOR CENTRÍFUGO COMO GRUPO DE COMPRESIÓN	28
5.2.1. OBJETIVOS DEL APARTADO	28
5.2.2. INTRODUCCIÓN A LAS TURBINAS DE GAS	28
5.2.3. DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS CRÍTICOS DE LAS UNIDADES DE INYECCIÓN	31
5.2.4. DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO Y OPERACIÓN DE LAS UNIDADES DE INYECCIÓN	32
5.2.4.1. SEPARADOR DE GOTAS.....	32

5.2.4.2.	ENFRIADOR DE GAS	33
5.2.4.3.	SISTEMA DE COMPRESIÓN	33
5.2.5.	<i>COMPRESOR CENTRÍFUGO</i>	34
5.2.5.1.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL COMPRESOR CENTRÍFUGO	36
▪	Condiciones mínimas	36
▪	Condiciones Máximas	36
▪	Otras características del compresor	36
5.2.6.	<i>TURBINA DE GAS CENTAUR TAURUS 60</i>	37
5.2.6.1.	PARTES FUNDAMENTALES DE LA TURBINA.....	37
•	COMPRESOR AXIAL	37
•	CAMARA DE COMBUSTION.....	37
5.2.6.2.	SECUENCIA DE FUNCIONAMIENTO	37
5.2.6.3.	SISTEMAS DE SOPORTE DE LA TURBINA DE GAS.....	38
5.2.6.3.1.	SISTEMA NEUMÁTICO DE ARRANQUE	38
5.2.6.3.2.	SISTEMA DE AIRE.....	39
5.2.6.3.3.	SISTEMA DE SELLOS.....	39
5.2.6.3.4.	SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE	39
5.2.6.3.5.	SISTEMA DE ACEITE LUBRICANTE.....	40
5.2.6.3.6.	SISTEMA DE CONTROL	40
5.3.	<i>EL SISTEMA DE ACEITE LUBRICANTE</i>	42
5.3.1.	<i>OBJETIVOS DEL APARTADO</i>	42
5.3.2.	<i>PROPÓSITO DEL SISTEMA</i>	42
5.3.3.	<i>COMPONENTES DEL SISTEMA DE ACEITE LUBRICANTE</i>	42
5.3.3.1.	TANQUES DE ACEITE LUBRICANTE	43
5.3.3.2.	SISTEMA DE VENTEO DEL TANQUE DEL ACEITE LUBRICANTE.....	44
5.3.3.3.	SEPARADOR DE ACEITE LUBRICANTE	44
5.3.3.4.	VÁLVULA DE DISYUNTOR DE VACÍO DEL TANQUE	44
5.3.3.5.	ARRESTALLAMAS	44
5.3.3.6.	BOMBA AUXILIAR DE (PRE/POS) LUBRICACIÓN (P902).....	44
5.3.3.7.	BOMBA DE RESPALDO DE POSLUBRICACIÓN (BP903)	45
5.3.3.8.	BOMBA PRINCIPAL DE ACEITE LUBRICANTE	46
5.3.3.9.	FILTROS DE ACEITE LUBRICANTE (FS901-1, -2)	46
5.3.3.10.	CONTROL DE PRESIÓN DE ACEITE (PCV901)	47
5.3.3.11.	REGULADOR DE PRESIÓN DEL ACEITE LUBRICANTE DEL EQUIPO IMPULSADO (F0901)	48

5.3.3.12.	CONTROL DE TEMPERATURA DEL ACEITE	48
5.3.3.13.	ENFRIADORES DE AIRE/ACEITE.....	49
5.3.3.14.	VÁLVULA DE CONTROL DE TEMPERATURA (TCV901)	49
5.3.3.15.	CALENTADOR DEL TANQUE DEL ACEITE LUBRICANTE	50
5.3.3.16.	ACTUADORES HIDRÁULICOS	51
5.3.4.	<i>DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO</i>	51
5.3.4.1.	PRUEBA DE BOMBAS.....	51
5.3.4.2.	CICLO DE PURGA	52
5.3.4.3.	ARRANQUE DE LA TURBINA NGP < 60%.....	53
5.3.4.4.	NGP > 65% VERIFICACIÓN DIARIA DE LA BOMBA BACKUP CON BOMBA PRINCIPAL EN MARCHA.....	53
5.3.4.5.	PARADA DE LA TURBOMAQUINARIA O ROLLDOWN.....	54
5.3.4.6.	SISTEMA DE DETECCIÓN DE FUEGO O FALLO EN EL PLC.....	54
5.4.	<i>SISTEMA DE CONTROL y MONITORIZACIÓN DEL SISTEMA DE ACEITE LUBRICANTE, MEDIANTE LABVIEW</i>	56
5.4.1.	<i>OBJETIVOS DEL APARTADO</i>	56
5.4.2.	<i>INTRODUCCIÓN AL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL</i>	56
5.4.3.	<i>DESCRIPCIÓN GENERAL</i>	56
5.4.4.	<i>COMPONENTES DEL SISTEMA DE CONTROL</i>	56
5.4.4.1.	DISPOSITIVOS DE CONTROL Y COLECCIÓN DE DATOS	56
5.4.4.2.	DISPOSITIVO DE PROCESAMIENTO DE SEÑALES	57
5.4.5.	<i>MODULOS DE ENTRADA Y SALIDA</i>	57
5.4.6.	<i>INSTRUMENTACIÓN EMPLEADA PARA EL SISTEMA DE CONTROL</i>	58
5.4.6.1.	DETECTORES DE TEMPERATURA POR RESISTENCIA (RTD).....	58
5.4.6.1.1.	INDICADOR DE TEMPERATURA DEL ACEITE LUBRICANTE (TI902)	58
5.4.6.1.2.	DISPOSITIVO DE TEMPERATURA POR RESISTENCIA DEL CABEZAL DE ACEITE LUBRICANTE (RT380).....	58
5.4.6.1.3.	RTD ADICIONALES DEL SISTEMA DE ACEITE (RT390)	58
5.4.6.2.	TRANSMISORES DE PRESIÓN.....	59
5.4.6.2.1.	TRANSMISOR DE PRESIÓN de bomba principal DE ACEITE LUBRICANTE (PT901) 59	
5.4.6.2.2.	INDICADOR DE PRESIÓN DE ACEITE LUBRICANTE (PI901)	59
5.4.6.2.3.	TRANSDUCTOR DE PRESIÓN DEL ACEITE LUBRICANTE (TP380).....	59
5.4.6.3.	INTERRUPTORES DE PRESIÓN / NIVEL.....	60
5.4.6.3.1.	CONMUTADORES NIVEL TANQUE DE ACEITE (S388-1-2-3)	60

5.4.6.3.2.	PRESOSTATOS DEL TANQUE DE ACEITE (S324-1, -2).....	61
5.4.6.3.3.	CONMUTADOR DE CONTROL BOMBA DE RESPALDO (S322-2).....	61
5.4.6.4.	VÁLVULAS SOLENOIDES	61
5.4.7.	<i>SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL VIRTUAL MEDIANTE LABVIEW</i> 62	
5.4.7.1.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DEL ENTORNO LABVIEW	62
5.4.7.2.	DESCRIPCIÓN DE NUESTRO PROYECTO EN EL ENTORNO LABVIEW.....	63
5.4.7.3.	VI'S EMPLEADAS.....	63
5.4.7.3.1.	ACEITE SOLAR (Anexo C.1.3)	63
5.4.7.3.2.	ACEITE SOLAR CONTROL (Anexo C.1.2).....	64
5.4.7.4.	SUBVIS ASOCIADAS	64
6.	CONCLUSIONES.....	66
7.	BIBLIOGRAFÍA.....	68
8.	ANEXOS	70

1. INTRODUCCIÓN

Mediante éste trabajo, se pretende presentar al lector un modo de simular y automatizar el sistema de lubricación de una turbina, la cual se emplea para mover un compresor de gas natural en una planta de transporte y almacenamientos de gas.

Aprovecharemos la ocasión para hacer una introducción al funcionamiento de la planta de gas natural, así como de la plataforma empleada para la inyección del gas en un almacenamiento offshore.

Para simular el sistema de lubricación de aceite, emplearemos el programa de simulación Labview, creando tanto la interfaz hombre máquina, como toda la secuencia lógica de funcionamiento del sistema.

Éste proyecto también puede tener una clara finalidad didáctica, para hacer comprender mediante la simulación de entradas y salidas, el funcionamiento del sistema de lubricación, actuación de un PID y cómo interactúan todos los elementos del sistema individualmente entre ellos para obtener un funcionamiento global.

Aparte de la obvia finalidad didáctica del proyecto, también podría tener una clara vertiente de aplicación industrial, mediante la adaptación del mismo al hardware de adquisición y mando correspondiente

Destacar que el estudio de éste proyecto se limita a la simulación del sistema en régimen permanente.

2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y ESTADO DEL ARTE

En éste estudio teórico-experimental ha sido necesario manejar y aplicar conceptos relativos a:

- Ciclo termodinámico que afecta a la turbina, ya que es de vital importancia, para hacernos una idea teórica de las secuencias que componen el funcionamiento de ésta.
- Funcionamiento de una turbina de gas: con ello nos referimos a conocer los diferentes subsistemas de la turbina (Aceite, aire, fuel gas, detección y extinción de incendios...).
Además es crucial conocer los elementos que componen dichos subsistemas, así como el modo en que interactúan entre ellos y la secuencia lógica de funcionamiento por la que se rigen.
- Automatización de sistemas.
- Mecánica de fluidos.
- Búsqueda de datos, datamining, aplicación de los parámetros y valores operacionales de la planta en estudio, con el fin que el resultado final se ajuste lo máximo posible a la realidad.
- Dominio del entorno de programación empleado para la simulación del sistema de lubricación de aceite de la turbina, en éste caso LabView. Es de vital importancia también éste apartado ya que el núcleo del proyecto se basará en ello.

3. OBJETIVOS

El objetivo general que pretendemos es realizar una simulación y automatización del sistema de lubricación de la turbina implicada en los procesos de inyección de gas, en un almacenamiento de gas natural.

3.1.OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Aplicar los conocimientos teóricos prácticos adquiridos en mecánica de fluidos, termodinámica y, automatización, a un subsistema compuesto por válvulas de control, intercambiadores de calor, reguladores de temperatura y presión.

Mostrar las medidas de seguridad inherentes a una planta de estas características, tales como:

- Paradas por detección de fuego.
- Equipos de alivio de sobrepresiones.
- Equipos de bloqueo y parada de funcionamiento por T^a y P elevadas.

Linealizar el comportamiento de los diferentes elementos de la planta.

4. METODOLOGÍA

Para llevar a cabo el trabajo, inicialmente se ha recopilado información general sobre el almacenamiento de gas, pasando posteriormente a ir conociendo el entorno de la turbina de gas, para finalmente obtener y entender todo lo referente sistema a simular.

Hecho esto, se han limitado los valores de operación, alarmas, secuencia de funcionamiento de los equipos, pasando a desarrollar en base a esto la lógica para poder automatizar el proceso en LabView.

Una vez que se ha tenido claro que elementos del sistema de aceite intervenían activamente en éste (bombas, válvulas, calentadores, etc...), se han dibujado el resto de elementos pasivos (conducciones, tanque, etc...) dibujado el panel del operador, para posteriormente apoyándonos en la lógica anteriormente descrita, darle vida al sistema o lo que es lo mismo, automatizarlo.

Hecho esto se procede a depurar errores e ir colocando indicadores y alarmas, con la finalidad de dar mayor claridad al proceso simulado, así como finalmente se ha optado por dejar indicados junto a los controles los valores de operación como referencia de punto óptimo de funcionamiento.

5. DESARROLLO

5.1. DESCRIPCIÓN DE LA CADENA DEL GAS NATURAL Y PLANTAS DE PROCESAMIENTO, PARA PODER ENTENDER LA FUNCIÓN CLAVE DE LAS TURBINAS EN ELLOS.

5.1.1. LA CADENA DEL GAS NATURAL



FIG 5.1 Organización del sector gasista [7]

La podemos definir brevemente a través de dos grandes etapas:

- *Producción*: Etapa en la cual el gas se extrae de su medio de almacenamiento en origen, pudiendo ser offshore u onshore.
- *Transporte, distribución y almacenamiento* : En ésta etapa, en función del origen de producción y del destino final de los consumidores del gas, se puede subdividir en :
 - **Plantas de licuefacción**: En éstas se licua el gas natural para ser transportado mediante metaneros al punto de regasificación destino.

- **Transporte Marítimo:** Para ello se emplean metaneros especialmente acondicionados para mantener el gas licuado durante su transporte.
- **Plantas de regasificación:** En ellas se reciben a los metaneros, trasegando el gas licuado a depósitos habilitados para mantener el gas natural en éste estado; Posteriormente en función de la demanda de la red de gas natural, se irá re gasificando éste gas licuado y enviándolo a la red en estado gas.
- **Gaseoductos de transporte** (presión >16 bar) y **distribución** (presión <16 bar).
- **Almacenamientos subterráneos:** Suelen ser antiguos campos de gas o petróleo ya depletados acondicionados y aprovechados para tal fin, también se suelen aprovechar acuíferos profundos y cavidades salinas preparadas para ello; Suelen tener un carácter estacional, esto es, se inyecta gas en verano y se extrae en invierno, en periodo de máxima demanda.

Los almacenamientos tienen un carácter de seguridad estratégico como herramienta de seguridad de suministro, en el caso de fallo en los aprovisionamientos o fallo de instalaciones de entrada al sistema gasista nacional.

- **Puntos de suministro.**

El conjunto del turbo compresor (turbina + compresor), tiene una misión clave en cada una de éstas etapas descritas:

- Al final del periodo de producción de gas del almacenamiento origen, cuando éste se está depletando, sufre una depresión del gas del almacenamiento, no siendo autosuficiente para vencer por si solo la presión del gaseoducto sin la ayuda de los compresores de gas.

- En los almacenamientos empleados para almacenar gas con carácter estacionario, son utilizados en los periodos de inyección, para vencer la presión de éste y poder así inyectar gas de la red.
- En los gaseoductos, tal como se puede observar en el mapa de la red de gas natural, se intercalan estaciones de compresión, para elevar la presión de los gaseoductos de la red y poder llegar con la presión adecuada a los puntos de distribución final.

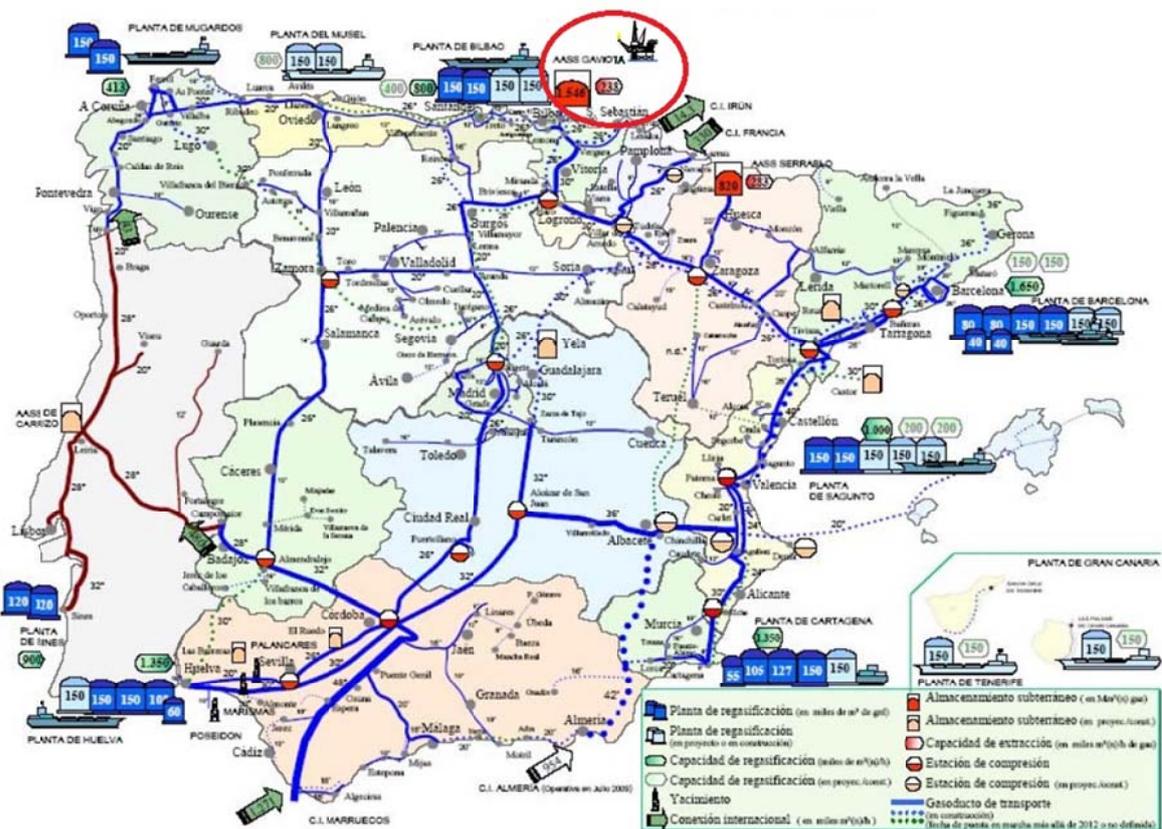


FIG 5.2 Red nacional de gas [7]

5.1.2. PLANTAS DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL

5.1.2.1. OBJETIVO DEL APARTADO

En éste apartado lo que se pretende es explicar brevemente, la misión de una planta-plataforma de procesamiento de gas natural, apoyándonos para ello en el proceso y tratamiento que sufre el gas desde la red al almacenamiento (período de inyección) o viceversa (período de extracción – producción).

Una vez hecho esto, seremos capaces de identificar la misión de las turbinas en éste tipo de plantas.

Con el objetivo de aproximarnos lo más posible a la realidad, nos basaremos en una instalación real, denominada Almacenamiento Gaviota, éste está situado en el Golfo de Vizcaya, a 12 Km aproximadamente de Bermeo y a unos 8 Km de la costa del Cabo Matxitxako, en dirección nordeste.

5.1.2.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO

El almacén tiene una longitud de unos 8 Km (en dirección este oeste) y una anchura media de 1 Km. El centro volumétrico se encuentra a una cota de 2.536 m bajo el nivel del mar.

El almacenamiento podrá emitir anualmente a la RNG un volumen máximo de 779 MM Nm³ de gas, con un caudal máximo de 5.7 MM Nm³/d.

El gas se ha de procesar en el período de extracción, para entregarlo a la red cumpliendo la reglamentación oficial, en lo que se refiera a :

- Propiedades basadas en la composición, que se refieren fundamentalmente a los contenidos máximos de ciertos componentes.
- Propiedades relacionadas con las características de combustión del gas y punto de rocío de hidrocarburos (-12 °C a 72 Kg/cm²) para evitar condensaciones.
- Odorización, presión y temperatura de suministro.

Para el procesamiento del gas podemos dividir las instalaciones en tres grandes bloques:

- *Planta de procesamiento de gas, en tierra*
- *Tuberías de transporte entre la Plataforma y la Planta de tratamiento de gas situada en tierra.*
- *Plataforma marina sobre el almacenamiento natural.*

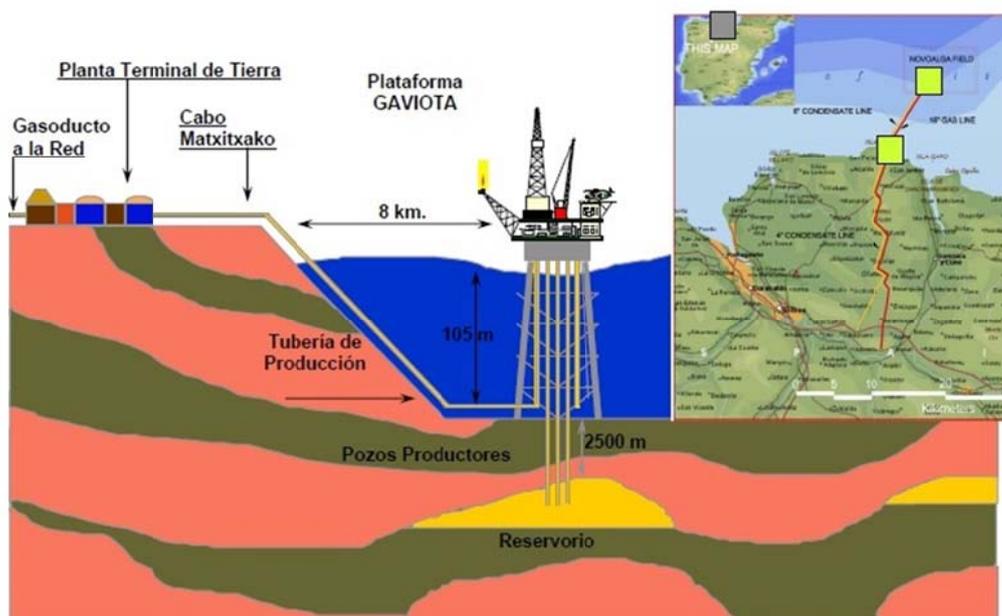


FIG 5.3 Características Almacenamiento Gaviota [8]

5.1.2.3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE TIERRA

5.1.2.3.1. DESCRIPCIÓN DE LOS PERÍODOS DE INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN DE LA PLANTA

La planta de tratamiento de tierra, en función del período estacionario en el que se encuentre, tiene diferentes fines:

- ***Durante los periodos de inyección:***

Se medirá el caudal de gas que se reciba de la red, pasando posteriormente antes de ir a plataforma vía el gaseoducto submarino, por un equipo turbo – compresor, en el cual modularemos el caudal y presión de gas a enviar a plataforma, en función de la necesidad de almacenamiento requerida en el momento.

Para llevar a cabo esto, poseemos en planta dos compresores movidos por turbinas de gas.

- ***Periodos de emisión:***

Durante el período de emisión, lo que se hace es secar el gas procedente de plataforma, tanto en agua como en hidrocarburos, estabilizar el condensado separada, regenerar el metanol disuelto en agua, odorizar el gas y finalmente antes de ser enviado a la red, haremos una medición del caudal de gas, así como un análisis cromatográfico de la composición de éste.

5.1.2.4. DESCRIPCION DEL PROCESO DE LA PLANTA DE TIERRA

Durante el transporte del gas desde la Plataforma hasta la Planta de tierra, además de los líquidos que parten de Plataforma por el gasoducto de 16", tiene lugar una condensación de agua e hidrocarburos debido al cambio en las condiciones de equilibrio (Presión y Temperatura). Este fenómeno se debe a la expansión del gas y al enfriamiento originado por intercambio térmico con el agua de mar. Estos líquidos arrastrados se separan del gas en el acumulador de líquido, que está situado en la entrada a la Planta. Los líquidos recogidos son enviados al separador trifásico.

En la Planta terrestre existen dos trenes de tratamiento de gas. Cada uno de estos se ha dimensionado para la mitad de la capacidad total de diseño. En cada tren, el gas se enfría (temperatura del orden de -15°C) mediante una unidad de refrigeración, para condensar el agua y los hidrocarburos asociados. Tras su condensación, el líquido separado se envía a un separador trifásico.

Una vez logrado el punto de rocío requerido, tanto en agua como en hidrocarburos, el gas se calienta mediante intercambiadores de calor y se dirige a la estación de medida.

Esta estación está dotada de medidores ultrasónicos de caudal y compuesta por tres líneas de medida, en ella se integra un cromatógrafo que efectúa continuamente los análisis del gas para determinar su composición, poder calorífico y densidad.

Asimismo se registra el punto de rocío de hidrocarburos y de agua, el caudal de gas emitido y se contabilizan las entregas totales de gas en forma de Nm³, Kg y termias.

Finalmente se le inyecta el odorante (THT) necesario y se emite a la Red Nacional.

Todos los líquidos recogidos en la Planta (agua, metanol, hidrocarburos pesados) son enviados al separador trifásico, donde se separan por un lado el gas, que puede ser secado y reinyectado a la corriente principal de gas, por otro lado el condensado que se estabiliza en una columna de fraccionamiento y por último el agua con metanol que se trata en la columna regeneradora para lograr su separación.

El condensado estabilizado es el producto de fondo de la columna, y por la parte superior de ésta sale una corriente gaseosa constituida por los componentes más ligeros. Esta corriente gaseosa normalmente se envía a antorcha.

El condensado estabilizado se almacena en la Planta de tierra en un tanque de techo flotante y desde este se carga en camiones cisterna mediante el correspondiente brazo de carga.

En la columna regeneradora de metanol se obtiene por la parte superior metanol, con grado de pureza mínimo del 95% en peso. Este metanol es enfriado y almacenado, esperando su transporte a Plataforma a través de la tubería de 6"; Por la parte inferior de la columna regeneradora de metanol, obtenemos agua del yacimiento con restos de metanol y anticorrosivo que será almacenada en un tanque de techo flotante.

5.1.2.4.1. INSTALACIONES Y EQUIPOS DE LA PLANTA DE GAS.

- Compresores solidarios a turbinas de gas.
- Acumulador de líquidos (Slug Catcher)
- Unidades de refrigeración.
- Estación de medida y control del punto de rocío.
- Unidad de Odorización.
- Separador trifásico.
- Unidad de estabilización de condensado.
- Sistema de estabilización de emergencia.
- Unidad de regeneración y almacenamiento de metanol.
- Almacenamiento y carga del condensado estabilizado

- Sistema de suministro y distribución de agua.
- Sistema de aire comprimido.
- Sistema de nitrógeno.
- Sistema de gas combustible.
- Sistema de aceite térmico.
- Sistema de antorcha.
- Sistema de drenajes cerrado.
- Unidad de tratamiento de aguas.
- Unidades de tratamiento biológico aguas sanitarias

5.1.2.4.2. PARÁMETROS DE OPERACIÓN

Periodo de inyección gas

Caudal Max	4.5 MM Nm ³ /d
Caudal min	1.1 MM Nm ³ /d
Presión máxima:	72,5 kg/cm ²
Caudal máximo:	>5MM Nm ³ /d
Presión mínima:	45,14 bar a (46,06 Kg/Cm ²)
Temperatura de gas de:	20 °C
Densidad a caudal máximo:	53 Kg/cm ³
Peso molecular:	18
Capacidad de diseño:	>5 MM Nm ³ /d
Presión de descarga en la terminal de tierra:	80 kg/cm ²
Presión máxima de descarga:	85kg/cm ²
Temp. Descarga aerorrefrigerante EC40:	53° C
Caudal máximo compresores GB-10-E/F:	>5 MM Nm ³ /d

Periodo de emisión

GAS	Caudal Max...	5.7 MM Nm ³ /d
	Caudal min...	1.0 MM Nm ³ /d
CONDENSADO	Caudal Max...	18 M ³ /h
AGUA	Caudal max.....	50 M ³ /h

5.1.2.5. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO EN LA PLATAFORMA MARINA

5.1.2.5.1. DESCRIPCIÓN DE LOS PERÍODOS DE INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN DE LA PLATAFORMA

La misión de la plataforma varía según en qué período operativo se encuentre:

- Período de Inyección: En esta etapa, se receptiona el “gas seco” de planta a través del gaseoducto submarino, elevando su presión mediante los equipos turbo – compresores, para vencer la presión del almacenamiento y así poder inyectar – almacenar el gas.
- Período de Emisión - Producción: Se extrae el gas del almacenamiento, haciendo una separación inicial trifásica de agua, gas y condensado, tras la cual se envía a planta, vía el gaseoducto submarino, el gas y condensado, para ser procesados y lograr las condiciones requeridas de suministro a la red de gas.

5.1.2.5.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA PLATAFORMA OFFSHORE

A continuación vamos a describir los procesos que se llevan a cabo en la plataforma:

- Período de inyección: La turbina es clave, ya que el conjunto turbo-compresor se emplea para elevar la presión del gas recibido de la planta de tierra, con el fin de

vencer la presión del almacenamiento y así poder inyectar el gas, pudiendo llegar a presiones de 230 Bar.

En ésta etapa, el gas será recibido en Plataforma a través de la misma tubería submarina de 16" de producción, puede o bien conducirse directamente a los compresores de inyección accionados por las turbinas, o bien pasarse por los separadores trifásicos con el fin de evacuar los posibles líquidos incorporados a la corriente gas que hubieran quedado en el gasoducto a tierra durante los periodos de producción.

Se emplean tres unidades gemelas de compresión a bordo de la Plataforma, compuestas por: recipiente separador de gotas, turbocompresor y aerorrefrigerante de gas.

De la descarga de los compresores, el gas es conducido al colector de inyección-producción de donde se reparte a los pozos, pudiéndose regular el caudal inyectado en cada uno de ellos por medio de la válvula de choke.

Durante los periodos de inyección, no es necesaria la inyección de metanol para inhibición de hidratos ya que el gas está seco.

- Período de emisión: El gas de los pozos de inyección-producción, con flujo controlado por medio de válvulas choke, circula a un solo colector y de este a cualquiera de los dos trenes de proceso.

Los trenes de proceso, cuando manejen gas del almacenamiento, se componen básicamente de un separador trifásico (gas, condensado y agua) un medidor de caudal y un control de presión. El gas húmedo que fluye de los pozos pasa al separador de producción, donde tiene lugar una primera separación de los líquidos que hayan condensado y de la posible agua de arrastre producida.

El gas y el condensado que sale del separador se dirigen en doble fase a la Terminal de Tierra mediante una tubería de 16" donde, debido al enfriamiento por contacto

de la tubería con el agua de mar, condensaran más líquidos (agua de saturación e hidrocarburos pesados) hasta las nuevas condiciones de equilibrio.

Se dispone de una trampa de rascadores, al comienzo de la tubería, para proceder a su limpieza cuando sea necesario. Debido a que el gas aún se encuentra húmedo, se hace necesaria la inyección de metanol a la salida de la tubería para inhibir la formación de hidratos durante el transporte bifásico a tierra.

El agua recuperada en el separador, tras una desgasificación, es inyectada a la formación a través del pozo (G-6).

Existe también, una unidad de fuel-gas para alimentar los generadores de energía de Plataforma, los turbocompresores de inyección y el gas de purga, compuesta por unidad de medida, filtro y scrubber. Esta unidad toma el gas necesario de la tubería principal de trasiego.

5.1.2.5.3. INSTALACIONES Y EQUIPOS DE LA PLATAFORMA DE GAS.

La Plataforma está situada sobre el almacenamiento, anclada sobre pilotes hincados en el fondo del mar. Encima de ella se encuentran acoplados los diferentes módulos con los equipos de perforación, instalaciones de proceso, compresores de inyección, servicios, alojamiento del personal, helipuerto, etc.

En éstos módulos se han instalado los sistemas de proceso y servicios auxiliares, los cuales que se indican a continuación:

- Unidades de compresión de gas.
- Cabezas de pozo y tuberías de flujo.
- Separadores de producción.
- Trampas de rascadores.
- Tratamiento de agua.
- Sistema de agua de mar / dulce / contra incendios.
- Sistema de diesel / gas combustible

- Sistema de antorcha.
- Sistema de aire comprimido.
- Sistema de inhibidor de corrosión / inyección de metanol.
- Sistema de drenajes.

Dispone de cinco pozos operativos, cinco de inyección producción y uno de inyección de agua.

5.1.2.5.4. PARÁMETROS DE OPERACIÓN

- PERIODO DE INYECCIÓN

P.Max. Operación en aspiración de compresores:	80 bar a (81,6 kg/cm ² a)
P. Gas inyección en aspiración compresores:	79 bar a (80,6 kg/cm ² a)
T ^a de gas inyección en aspiración compresores:	15° C
Capacidad de inyección (diseño):	> 5.0 MM Nm ³ /d
Capacidad de inyección (operación):	4.5MMNm ³ /d (Contrato)
Presión máxima de impulsión:	260 bar a (265,2 kg/cm ²)
Presión normal de impulsión:	225,6 bar a (230 kg/cm ²)
Temperatura de gas inyección:	80° C

- PERIODO DE EMISION

P.Normal en cabeza de pozo:	88,25 bar a (90,03 kg/cm ² a)
T ^a en cabeza pozo	30 a 60° C
Presión de diseño (Plataforma)	108,8 bar a(111 kg/cm ² a)
Temperatura diseño (Plataforma)	-20 a 80° C

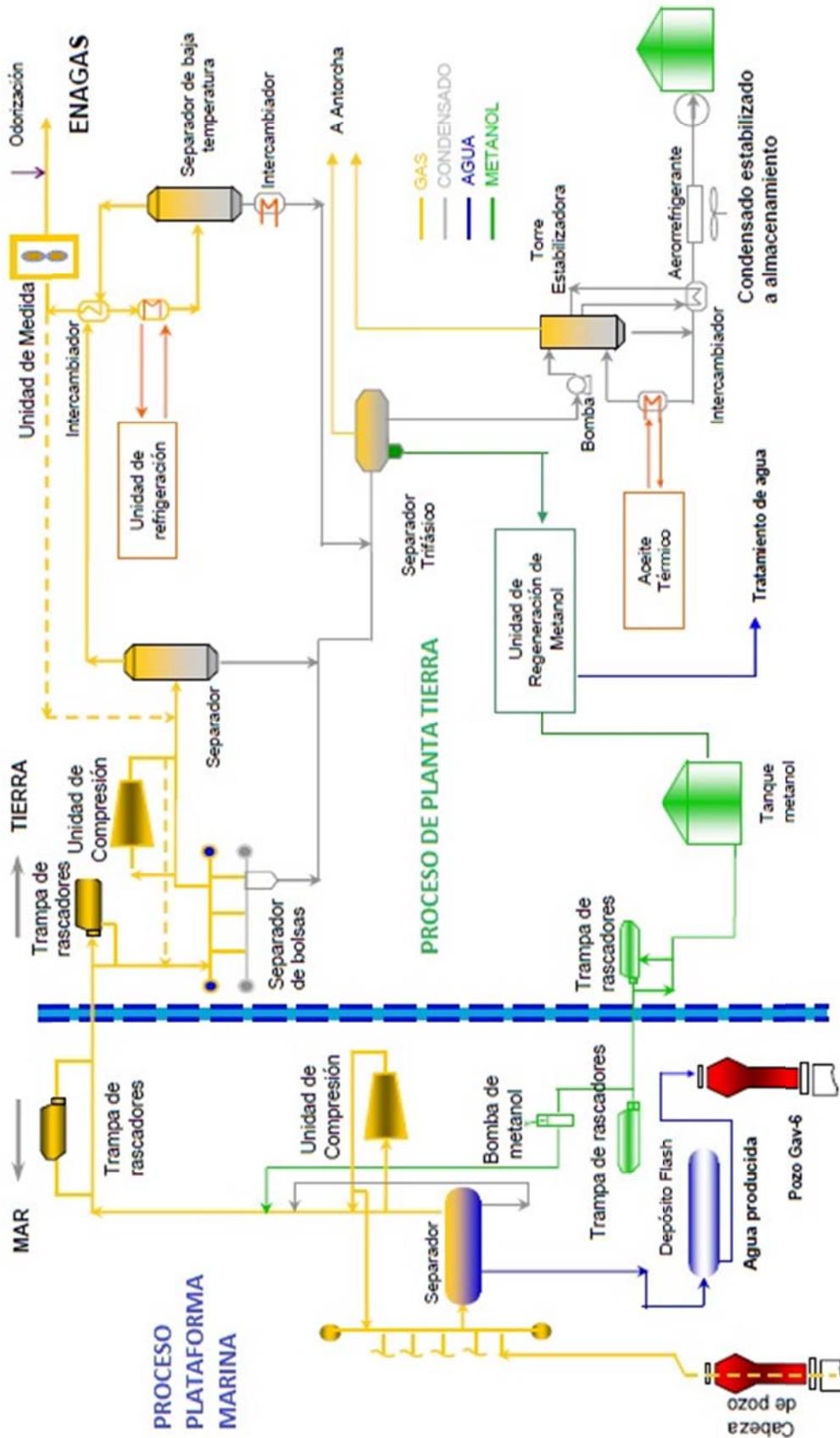


FIG 5.4 Diagrama de proceso Plataforma - Planta [7]

5.2. CONJUNTO TURBINA DE GAS – COMPRESOR CENTRÍFUGO COMO GRUPO DE COMPRESIÓN

5.2.1. OBJETIVOS DEL APARTADO

Tras saber a partir de apartados anteriores la función de las turbinas en un almacenamiento de gas natural, ahora se va a entrar en más detalle respecto a las unidades de inyección, describiendo los equipos que las componen, para acabar detallando los diferentes sistemas constitutivos de una turbina, con la intención de en el próximo apartado entrar en detalle en el sistema de aceite lubricante.

5.2.2. INTRODUCCIÓN A LAS TURBINAS DE GAS

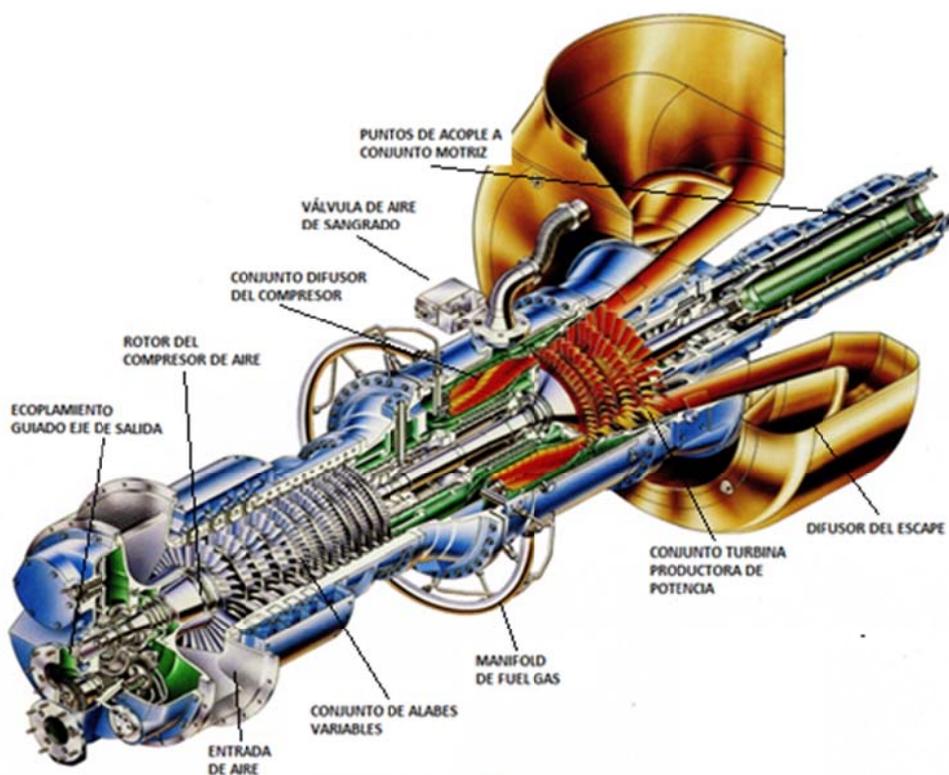


FIG 5.5 sección de un turbina de gas [8]

Una turbina de gas es un motor térmico rotativo de flujo continuo que se caracteriza por presentar una baja relación peso/potencia y una velocidad de giro muy elevada.

Se puede decir que una turbina de gas es una turbo máquina pues funciona en un régimen continuo o dinámico, basándose el intercambio de energía en el teorema de Euler.

Es una turbo máquina térmica debido a que el fluido de trabajo es compresible. Es motora pues el fluido cede energía a la máquina, transformando generalmente dicha energía en energía mecánica en un eje. En general es de combustión interna, dado que la combustión se realiza internamente en el fluido.

Así, se denomina turbina de gas a un motor térmico que disponga de un turbocompresor para comprimir el gas, una cámara de combustión o un intercambiador de calor con el objeto de elevar el nivel térmico y una turbina de expansión, donde se extrae energía de los gases expansionándolos.

La sucesión de estados termodinámicos que se dan en una turbina de gas se denomina ciclo Brayton.

La cámara de combustión es un simple conducto, atravesada continuamente por el flujo, con una pérdida de presión de remanso muy pequeña, que es del orden del 2 al 4 %. Se denomina turbina de gas por comparación con la turbina de vapor, que maneja un fluido condensable.

La turbina de gas es generalmente de ciclo abierto, por comunicar directamente con la atmósfera, y de combustión interna. En definitiva, generalmente recibe aire de la atmósfera y expelle a ella gases de escape o humos.

Las turbinas de gas son máquinas de calor en las cuales se genera energía térmica que es convertida en energía mecánica a través de la aplicación del proceso termodinámico del "Ciclo Brayton".

El mencionado proceso consta de las siguientes etapas:

- *Compresión:* se comprime el aire proveniente de la atmósfera
- *Combustión:* se mezcla el aire con fuel-gas y se inflama
- *Expansión:* Los gases de combustión crean trabajo
- *Escape:* Los gases se descargan a la atmósfera.

La figura adjunta muestra un esquema típico de funcionamiento. En este caso se trata de una turbina de un solo eje, con una turbina libre de potencia. Es decir, la turbina que extrae la potencia útil está desligada de otra turbina anterior, cuyo único cometido es mover el compresor de la máquina.

Este esquema permite una flexibilidad operativa mayor que cuando la turbina de potencia está ligada al conjunto compresor/turbina. Debido a que este conjunto se comporta como una fuente de gas caliente para la turbina de potencia, se denomina generador de gas.

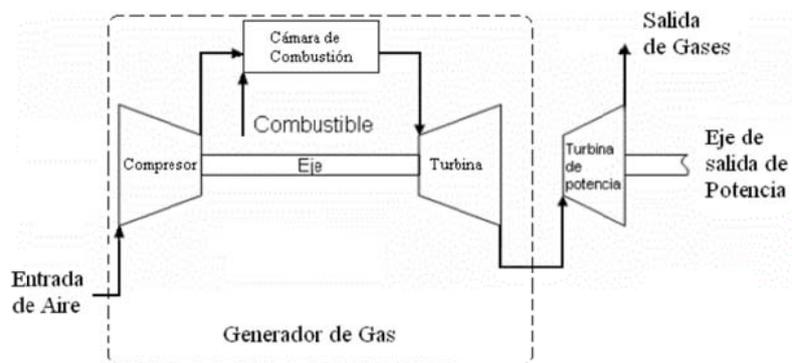


FIG 5.6 Esquema de una turbina de gas de un solo eje [8]

5.2.3. DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS CRÍTICOS DE LAS UNIDADES DE INYECCIÓN

Los parámetros que más interesan de la turbina de gas como motor de accionamiento:

- Velocidad de giro del eje de salida o turbina de potencia
- Potencia de salida
- Velocidad de giro de eje de alta o de la turbina gasógena
- Presión ambiente
- Temperatura ambiente
- Humedad relativa ambiente
- Presión de descarga del compresor axial de aire (PCD)
- Temperatura en cámara de combustión (o relacionada con ella)
- Naturaleza del gas a comprimir
- Caudal másico (volumétrico normalizado)
- Condiciones de aspiración (presión y temperatura)
- Presión de impulsión

De estos parámetros que constituyen las bases de diseño de todo proyecto de cualquier unidad de inyección, se derivan las *magnitudes características* que dimensionan los equipos de la instalación:

- Caudal volumétrico actual o no normalizado
- Altura isotrópica o adiabática
- Potencia de compresión
- Temperatura de impulsión

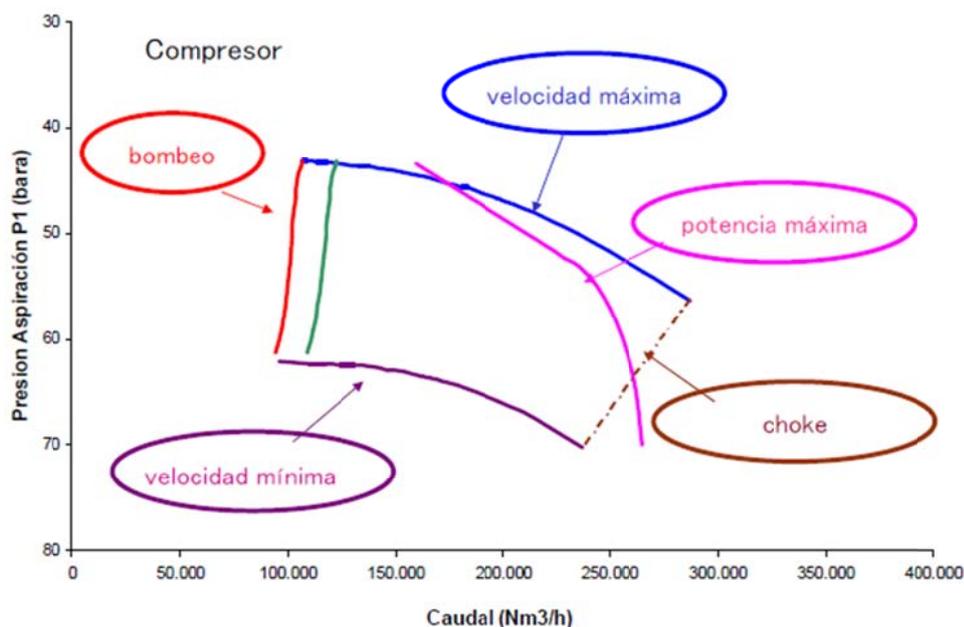


FIG 5.7 Características Almacenamiento Gaviota [7]

5.2.4. DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO Y OPERACIÓN DE LAS UNIDADES DE INYECCIÓN

Las unidades de inyección constan de un separador de gotas, un enfriador de gas y un sistema de compresión compuesto por una turbina de gas que acciona a un compresor y, a continuación describimos su función:

5.2.4.1. SEPARADOR DE GOTAS

Con el fin de proteger los compresores de inyección, se ha instalado en la aspiración de los mismos un *separador de gotas* por compresor, para una presión de operación normal del recipiente estará entre 35 y 80 Kg/cm² y temperatura de 10 a 60°, el nivel de líquido dentro del recipiente se mantiene mediante una válvula controladora de nivel, así como su protección será llevada a cabo por medio de alarmas y sistemas de protección de sobrepresiones, tarados a 110 Kg/cm².

5.2.4.2. ENFRIADOR DE GAS

Cada compresor posee un *enfriador* situado en la descarga, capaz de reducir la temperatura del gas, que por efecto de la compresión puede haber alcanzado valores de hasta 199°C, a un valor por debajo de los 80°C (90°C para condiciones de presión de descarga máxima) antes de su inyección a los pozos. De esta forma se evitan dilataciones extremas del tubing de producción de los pozos.

5.2.4.3. SISTEMA DE COMPRESIÓN

Cada equipo de compresión de gas instalado, consiste en un paquete compacto formado por una turbina de gas de dos ejes - ciclo simple que mueve un compresor centrífugo, montados sobre una base rígida y protegidos por un contenedor cerrado.

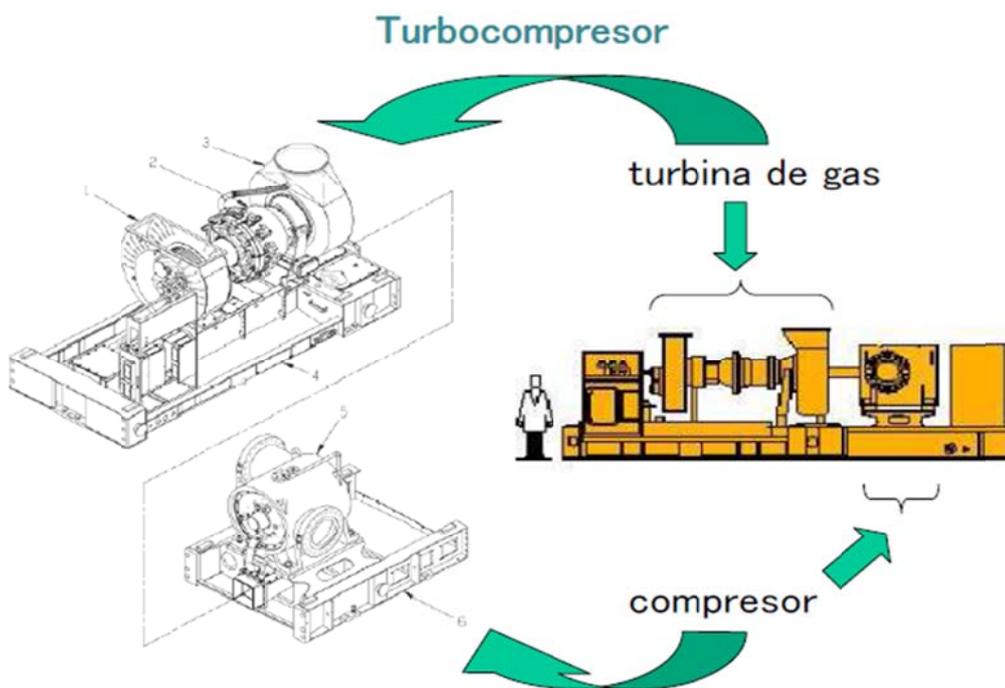


FIG 5.8 Montaje turbina de gas con compresor [5]

5.2.5. COMPRESOR CENTRÍFUGO

El modelo empleado es Delaval/Stork (SIEMENS) modelo 7B22, el cual será accionado por la turbina de gas para elevar el caudal y presión de gas tanto en planta como en plataforma, el montados sobre una base rígida y protegidos por un contenedor cerrado.

En todo proceso de compresión se aumenta la presión de un determinado volumen de gas. Los compresores centrífugos, están clasificados como máquinas dinámicas, la compresión se alcanza aplicando fuerza de inercia al gas.

La fuerza de inercia es transmitida por medio del "impeler" (compuesto por una serie de paletas montadas en una rueda que gira a gran velocidad) que por movimiento centrifugo transmite energía cinética al gas. Desde el "impeler" el gas fluye hacia el difusor, donde el gas se decelera y la energía cinética es transformada en energía de presión.

El flujo a través de un compresor centrifugo puede variarse cambiando la presión diferencial a través del mismo (elevando o disminuyendo la presión de aspiración o de descarga) o cambiando las revoluciones. Cuando disminuye el flujo, para unos determinados valores de presión y revoluciones, se alcanza un punto donde el funcionamiento deja de ser estable.

Este punto es conocido como "punto de surge" en el cual la interacción entre las palas del "impeler" y el gas hacen que el gas se vuelva aerodinámicamente inestable, del mismo modo que las alas de un avión entran en pérdida a baja velocidad.

En este punto, el "impeler" no puede suministrar la energía necesaria para vencer la presión de descarga del sistema y por un momento el flujo cambia de sentido. Este proceso se vuelve cíclico, la temperatura del gas puede alcanzar valores muy elevados y los cambios de sentido de flujo pueden causar daños graves en el compresor.

El surge es causado por una presión diferencial excesiva a través del compresor para un flujo determinado. El surge puede evitarse bien disminuyendo la presión diferencial o bien incrementando el caudal de gas tratado.

Para evitar el funcionamiento en el "punto de surge" una válvula de control anti surge abre de forma automática, recirculando parte o todo el gas vehiculado cuando las condiciones de trabajo se aproximan al punto de surge. Las condiciones de operación cercanas al punto de surge son calculadas por el sistema de control del compresor enviando una señal a la válvula de control anti surge en caso necesario para corregir las condiciones. El control incluye una apertura rápida y un cierre lento de la válvula.

El sistema de control anti surge detecta que las condiciones de operación pueden causar que el compresor entre en surge por medio de un transmisor de presión diferencial entre la aspiración y la descarga del compresor y un medidor de caudal de gas situada en la línea de aspiración.

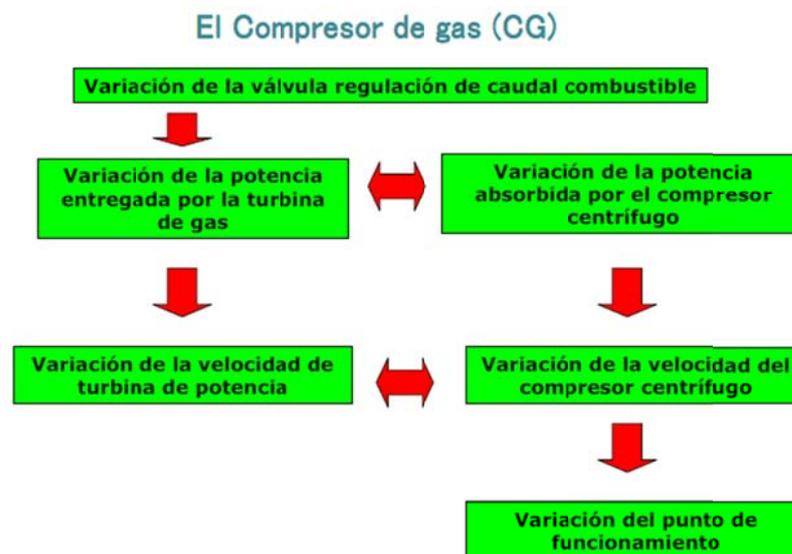


FIG 5.9 Modos de operación del compresor de gas [5]

5.2.5.1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL COMPRESOR CENTRÍFUGO

▪ Condiciones mínimas

Presión descarga	225,59 Bar A
Presión aspiración	65,0 Bar A
Caudal	1,533 MMNm ³ /d
Caudal de surge	1,026 MMNm ³ /d
Consumo de fuel-gas	53,64 x 10 ⁶ J/h

▪ Condiciones Máximas

Presión descarga	260 Bar A
Presión aspiración	70 Bar A
Caudal	1,392 MMNm ³ /d
Temperatura aspiración	15 °C
Consumo de fuel-gas	53,64 x 10 ⁶ J/h

▪ Otras características del compresor

Máxima presión de aspiración	82 Bar A
Mínima presión de aspiración	30 Bar A
Máximas rpm	14300
Mínimas rpm	8580
Máxima presión de descarga	260 Kg/cm ²
Máxima temperatura	200 °C
Mínima temperatura	-10 °C

5.2.6. TURBINA DE GAS CENTAUR TAURUS 60

La turbina en cuestión, es del de tipo de reacción, de 12 etapas y una velocidad de 15000 r.p.m. y finalmente una TURBINA DE POTENCIA de tipo de reacción, con 2 etapas y una velocidad máxima de 14300 r.p.m., teniendo en cuenta que desarrollará una potencia de 4028 KW a 11505 r.p.m.

5.2.6.1. PARTES FUNDAMENTALES DE LA TURBINA

- COMPRESOR AXIAL de 12 etapas con una relación de compresión de 11,4:1 y una velocidad de 15000 r.p.m.
- CAMARA DE COMBUSTION de tipo anular, con ignición de antorcha y con 12 inyectores de combustible.

5.2.6.2. SECUENCIA DE FUNCIONAMIENTO

El aire es aspirado por el compresor axial de 12 etapas, comprimido y dirigido a la cámara de combustión anular donde es inyectado el fuel-gas. Durante el ciclo de arranque de la turbina, se inflama la mezcla fuel/aire a partir de cuyo momento se mantendrá la combustión mientras se mantenga el flujo adecuado de mezcla aire fuel-gas presurizado.

Los gases presurizados de la cámara de combustión se expanden primero moviendo las dos etapas de la turbina gasógena (en eje solidario con el compresor de aire) y posteriormente pasan a través de la turbina de potencia (en eje solidario con el compresor de gas) donde es extraída la energía mecánica para mover el compresor de gas.

En la configuración de turbina de dos ejes, la velocidad de la turbina gasogena (NGP) está relacionada directamente al nivel de potencia de la turbina.

Por esta razón, la velocidad de la turbina gasógena es controlada electrónicamente para proveer el ajuste del nivel de potencia requerido. Durante el funcionamiento normal, la carga del compresor de gas determinará la velocidad más eficiente de la turbina de potencia (NPT). Para el caso de una disminución súbita de la carga existen dispositivos de protección contra sobre velocidad.

Para una combustión estequiométrica (empleo de la cantidad de aire teórico necesario para la total combustión del gas), la turbina de gas requiere una cuarta parte del total de aire que comprime.

El exceso de aire es empleado para enfriar la cámara de combustión y para reducir la temperatura de los gases de combustión que inciden sobre la primera etapa de la turbina manteniendo la temperatura de los materiales en los niveles de diseño.

Las paletas guía de entrada de aire a la turbina son de geometría variable y se abren en proporción a la velocidad de la turbina. Al arrancar, las paletas están en posición cerrada restringiendo el flujo de entrada de aire. Al mismo tiempo, una válvula de venteo situada en la cámara de combustión, desvía una parte del flujo de aire hacia el escape disminuyendo la contrapresión impuesta en el compresor de la turbina y permitiendo una aceleración suave.

La válvula de venteo de aire cierra cuando se alcanza el 80% de velocidad. Las paletas de entrada de aire comienzan a abrir al 78% de velocidad y abren completamente antes de alcanzar la velocidad 100% permitiendo el flujo total de aire a la turbina.

5.2.6.3. SISTEMAS DE SOPORTE DE LA TURBINA DE GAS.

5.2.6.3.1. SISTEMA NEUMÁTICO DE ARRANQUE

El sistema de arranque proporciona el impulso rotatorio a la turbina, a fin de facilitar la aceleración de la turbina a la velocidad de funcionamiento.

La presión de gas disponible o la presión de aire generada en el emplazamiento será la fuente de energía.

5.2.6.3.2. SISTEMA DE AIRE

El sistema de aire de la turbina, además de su principal misión de apoyar la combustión, también presuriza los sellos de aceite, enfría los discos del rotor de la turbina y las boquillas de la primera etapa, ayudando a obtener condiciones uniformes de funcionamiento de la turbina, evitando condiciones de bombeo a velocidades críticas y suministrando aire de control para el funcionamiento del sistema de control de combustible, el suministro del sistema de aire es la presión de aire de descarga del compresor, simbolizado como P_{cd} .

Los parámetros del aire, nos servirán de referencia para poder valorar cualquier posible desviación, debida a la degradación de los componentes, estas desviaciones pueden ser: T_5 más alta, presión P_{CD} más baja, alto consumo de aceite o alta contrapresión en el tanque de aceite lubricante.

5.2.6.3.3. SISTEMA DE SELLOS

La función del sistema de sellos secos de gas, consiste en evitar que el gas de producción entre en el sistema de aceite lubricante. La función del sistema de aire de separación consiste en evitar que el aceite lubricante entre en el sello de gas secundario.

5.2.6.3.4. SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE

El sistema de gas combustible entrega combustible a la presión requerida y flujo a los inyectores de combustible en la cámara de combustión. El sistema automáticamente programa el combustible durante la aceleración y regula el combustible durante el funcionamiento normal.

5.2.6.3.5. SISTEMA DE ACEITE LUBRICANTE

El aceite lubricante se utiliza para 2 propósitos principales, para enfriar la turbina y para lubricar los cojinetes. Tiene el propósito secundario de proporcionar la presión hidráulica para los álabes directores y la válvula de purgado. Cuando corresponda, proporcionará aceite para los lubricadores neumáticos, y proporcionará la fuente para el sistema de sellos húmedos.

5.2.6.3.6. SISTEMA DE CONTROL

Proporciona la secuencia de sistemas operativos de la turbo máquina durante el arranque, marcha y parada, así como la protección y monitoreo de la turbo máquina durante todas las fases de funcionamiento.

El sistema de control, también proporciona anunciaciones visuales al operador que permiten la evaluación del rendimiento de los equipos.

En nuestro caso concreto, se va a desarrollar el sistema de control y monitorización del sistema de aceite lubricante de la turbo máquina..

5.3.EL SISTEMA DE ACEITE LUBRICANTE

5.3.1. OBJETIVOS DEL APARTADO

Explicar el propósito del sistema de aceite lubricante, localizar e identificar los componentes principales del sistema de aceite lubricante, describir el funcionamiento de cada componente principal dentro del sistema y describir el funcionamiento del sistema de aceite lubricante.

Con todo esto y teniendo claro el funcionamiento del sistema de aceite, en el punto 4, se preparará la simulación y automatización del sistema, siguiendo las pautas de funcionamiento descritas o lo que sería lo mismo, la lógica de actuación.

5.3.2. PROPÓSITO DEL SISTEMA

Enfriar la turbina y lubricar los cojinetes. Tiene el propósito secundario de proporcionar la presión hidráulica para los álabes directores y la válvula de purgado. Cuando corresponda, proporcionará aceite para los lubricadores neumáticos, y proporcionará la fuente para el sistema de sellos húmedos.

5.3.3. COMPONENTES DEL SISTEMA DE ACEITE LUBRICANTE

El sistema de aceite cumple las funciones designadas incorporando dispositivos para las siguientes funciones:

- Tanque de aceite
- Bomba de pre/pos lubricación
- Bomba de respaldo
- Bomba principal de lubricación de la turbina
- Filtrado
- Control de presión y temperatura
- Control de nivel
- Monitoreo de la presión, la temperatura y el nivel

5.3.3.1. TANQUES DE ACEITE LUBRICANTE

La turbo maquinaria está equipada con dos tanques de aceite lubricante, uno debajo de la turbina y el otro debajo del compresor centrífugo de gas, dentro de los bastidores de base respectivos (patines).

Los tanques están interconectados a través de tuberías externas de retorno y venteo con un tamaño que permite el movimiento sin restricción de líquidos y vapores entre los tanques durante el funcionamiento de la unidad.

Dentro del tanque de aceite lubricante hay fabricadas bandejas de des aireación. Estas bandejas ayudan a separar el aire del aceite.

El flujo de aire de los sellos de aire/aceite de la turbina ayuda a purgar los vapores potencialmente combustibles del tanque de almacenamiento del equipo impulsado a través del venteo y coalescedor de humedad ubicados en el tanque del equipo de impulsión (G.P.).

Las restricciones en la tubería de venteo podrían ocasionar que se acumulara un exceso de presión en los tanques. Esta condición podría hacer que el aceite lubricante entrara en las vías de aire/combustión ocasionando degradación de los componentes.

La bomba auxiliar de (pre/pos) lubricación, la bomba de respaldo de pos lubricación, la bomba de recirculación de aceite, la válvula de control de presión, la válvula de control térmico y otros componentes del sistema de aceite lubricante están montados en el tanque de almacenamiento principal en el lado derecho del patín.

La capacidad nominal del tanque de aceite lubricante (impulsor) de la turbina (sin una extensión al equipo impulsado) es de 2643L.

Los interruptores de nivel que están montados en el tanque iniciarán una alarma por baja presión de aceite si el nivel desciende por debajo de 356mm (2044L) durante el funcionamiento, y se producirá una parada automática si el nivel desciende por debajo de

305mm (1763L). Un tercer interruptor iniciara una alarma si el nivel en el tanque aumenta por encima de 483mm (2127L)

5.3.3.2. SISTEMA DE VENTEO DEL TANQUE DEL ACEITE LUBRICANTE

El aire de arrastre en el aceite lubricante y posiblemente en el gas natural de retorno del compresor de gas se debe ventear en forma segura a la atmósfera.

5.3.3.3. SEPARADOR DE ACEITE LUBRICANTE

Tiene un elemento que recoge el aceite lubricante drenado por gravedad hacia el tanque principal de aceite.

5.3.3.4. VÁLVULA DE DISYUNTOR DE VACÍO DEL TANQUE

Esta válvula evita el exceso de presión negativa en el tanque del aceite lubricante mediante la abertura a la atmósfera.

5.3.3.5. ARRESTALLAMAS

Evita que una llama pase al tanque de aceite lubricante.

5.3.3.6. BOMBA AUXILIAR DE (PRE/POS) LUBRICACIÓN (P902)

Antes de hacer girar la turbina, y después de la parada, la bomba impulsada por motor eléctrico proporciona el flujo de aceite lubricante a la turbina y el compresor. La bomba auxiliar es impulsada normalmente por un motor de 5 C.V., 460 V CA a una velocidad nominal de 1.750 rpm. La bomba tiene una capacidad de 586L/min a una presión máxima de 1.4Kg/cm².

La bomba tiene una construcción tipo tornillo de desplazamiento positivo similar a la de la bomba principal de aceite lubricante.

Una Válvula de alivio (VR902) conectada entre la descarga de la bomba y el cabezal de suministro de aceite lubricante limita la presión de funcionamiento a aproximadamente 1.4Kg/cm². Una Válvula de retención (VCS904) protege la bomba auxiliar contra el flujo inverso cuando la bomba principal de aceite lubricante impulsada por la turbina comienza a funcionar.

Las tuberías de derivación que vienen de la bomba auxiliar suministran aceite lubricante a los lubricadores para los arrancadores y el motor de impulsión de la bomba auxiliar del aceite de sello. La tubería de succión de la bomba auxiliar de lubricación incluye un Colador de 6 mallas (FS902-2).

5.3.3.7. BOMBA DE RESPALDO DE POSLUBRICACIÓN (BP903)

En caso de la pérdida de alimentación eléctrica de CA y una parada simultánea de la turbo maquinaria, una bomba de respaldo de pos lubricación impulsada por un motor de CC, suministra aceite lubricante a los cojinetes calientes de la turbina (#2, #3, #4, #5) con fines de enfriamiento. La bomba es impulsada por un motor de 24 V CC, con capacidad de 1Cv a 1.750 rpm. La capacidad nominal de la bomba es de 72L/min y 1.05Kg/cm².

Una Válvula de alivio externa (VR905) incorporada en el cuerpo de la bomba limita la presión a través de la bomba a 1.4Kg/cm². Un colador de 6 mallas (FS902-3) está instalado en la tubería de succión de la bomba en el tanque de aceite. Un Filtro de 10 micras (FS909), instalado en la tubería de descarga que viene de la bomba, protege los componentes corriente abajo de las materias contaminantes.

Una Válvula de retención (VCS903-1), instalada en la tubería de descarga de las bombas de respaldo, evita que se produzca un reflujo hacia la bomba de respaldo. Otra (Válvula de retención (VCS903-2) evita que el aceite fluya hacia el sistema de lubricación del compresor centrífugo de gas cuando la bomba de respaldo está funcionando. (Los cojinetes del compresor centrífugo de gas funcionan a temperaturas relativamente frías y no requieren un flujo de aceite de enfriamiento posterior al funcionamiento).

5.3.3.8. BOMBA PRINCIPAL DE ACEITE LUBRICANTE

La bomba principal de aceite lubricante está montada en un zócalo de accionamiento en el conjunto de accionamiento de accesorios, que gira aproximadamente a 2.000 rpm a la velocidad del productor de gas de 100%. La bomba es una unidad de tipo de tornillo rotatorio de desplazamiento positivo, capaz de entregar 681L/min y 10.54Kg/cm².

Hay diferentes bombas disponibles para ajustarse a los requisitos del sistema. Las tuberías hidráulicas conectan la(s) lumbrera(s) de descarga de la bomba al múltiple de control del aceite lubricante para su distribución a los varios componentes de la turbo maquinaria.

Un Colador de 6 mallas (FS902-1) está instalado en la tubería de succión de la bomba en el tanque del aceite lubricante de la turbina.

La bomba principal de aceite lubricante de tipo tornillo se humedece antes de la rotación mediante lb/pulgada² de aceite de pre lubricación a través del Orificio (F0903-2). Esto se hace para cebar y lubricar los elementos rotatorios.

El Orificio de flujo (F0903-1) descarga algo del aceite lubricante de regreso al tanque del aceite lubricante. Esto se hace para disminuir la demanda del sistema en el arranque.

5.3.3.9. FILTROS DE ACEITE LUBRICANTE (FS901-1, -2)

La mayoría de las turbo maquinarias están equipadas con un sistema de filtros de aceite lubricante de flujo doble total, que incluye dos unidades de filtro idénticas, junto con medidas para el aislamiento de una unidad para mantenimiento (mientras la turbo maquinaria está funcionando).

Cada caja de filtro tiene una capacidad de aproximadamente 84L de aceite y contiene un elemento filtrante reemplazable de 5micras. Las conexiones de drenaje de cada caja están dirigidas hacia la cara exterior del riel del patín de la turbina para facilitar el drenaje de la caja para mantenimiento.

Una Válvula selectora manual (VT901) permite el recorrido del aceite lubricante hacia el lado de entrada de cualquiera de las cajas de filtro, o de ambas simultáneamente. Cuando

se selecciona el filtro activo, la salida del filtro durmiente (el filtro que se va a cambiar) es aislada por su Válvula (VT901) respectiva.

Se recomienda que solamente esté una unidad en servicio durante el funcionamiento, con la unidad alterna disponible para selección, para permitir el reemplazo del elemento filtrante sin parar la turbo maquinaria.

Una tubería y Válvula (VH903) de compensación proporcionan un medio para rellenar una unidad de filtro a la que se ha drenado y dado mantenimiento. Las Válvulas de venteo manual (VH902-1, -2) en la parte superior de cada caja proporcionan el purgado de aire de las cajas después del mantenimiento.

Un Manómetro diferencial (PDI902) y un presostato diferencial (S397-1) conectados en paralelo con el sistema monitorean la presión diferencial a través del sistema de filtro. El manómetro está montado en el panel de indicadores de la turbina y proporciona indicación de la presión diferencial del filtro en una escala de 0-7Kg/cm² diferenciales.

Se ajusta un presostato detector de alarma (S397-1) para iniciar una visualización de alarma en la consola de control si la presión diferencial sobrepasa de 2.11kg/cm² diferenciales. Los filtros deben recibir mantenimiento cuando la presión diferencial alcanza aproximadamente 2.11kg/cm² diferenciales.

5.3.3.10. CONTROL DE PRESIÓN DE ACEITE (PCV901)

La presión del aceite lubricante es controlada por la Válvula reguladora principal de presión del aceite lubricante (vea la Figura 6-7). Ésta es un regulador grande que trabaja pasando el exceso de aceite desde la bomba principal de aceite lubricante de la turbina de regreso al tanque de aceite.

Está instalada en una tubería en paralelo con el cabezal principal de presión de aceite lubricante. Una tubería sensora del regulador irá al múltiple de aceite inmediatamente antes del lugar donde el aceite entra a los cojinetes calientes de la turbina. La fuerza combinada de la presión de la tubería sensora más el valor ajustado manualmente en el tornillo de

ajuste debe mantener la presión del aceite\lubricante principal en marcha a la presión deseada en la tubería sensora de 4.5Kg/cm².

En el caso de que se rompa el diafragma interno, se permitirá el paso del aceite de regreso al tanque a través de la tubería de venteo del diafragma en vez de acumularse en el regulador. Si se permite que la presión se acumule en el regulador, compensará la presión a través del diafragma lo que hará que disminuya la presión entregada a la turbina.

Si se permite que la presión de la bomba principal de aceite lubricante de la turbina sobrepase de 10.54Kg/cm², la válvula de alivio de presión de aceite final (VR901) se abrirá y aliviará la presión de regreso al tanque de aceite.

5.3.3.11. REGULADOR DE PRESIÓN DEL ACEITE LUBRICANTE DEL EQUIPO IMPULSADO (F0901)

Algunos compresores de gas requieren una presión más baja que la de la turbina (normalmente 3.5Kg/cm²). Para obtener esta presión más baja, el diseñador puede usar un Orificio (F0901) o una válvula reguladora de presión.

5.3.3.12. CONTROL DE TEMPERATURA DEL ACEITE

Para que el conjunto de turbina funcione correctamente se debe controlar la temperatura del aceite dentro de una gama de funcionamiento aceptable, en torno a los 60°C.

Se proporciona un sistema de enfriamiento de aceite para evitar que el aceite se caliente.

El calentamiento excesivo hará que el aceite se descomponga y pierda su viscosidad.

El sistema de calentamiento de aceite se proporciona para mantener el aceite caliente mientras la turbina está parada. Si el aceite llega a enfriarse se volverá demasiado espeso para fluir correctamente en los cojinetes.

5.3.3.13. ENFRIADORES DE AIRE/ACEITE

Intercambiadores de calor de aire/aceite proporcionan el enfriamiento para el sistema de aceite lubricante durante el funcionamiento de la turbo maquinaria

El enfriador está equipado con un ventilador impulsado por un motor hidráulico o eléctrico para mejorar la eficacia del enfriador. Los enfriadores están montados normalmente fuera de la cabina para obtener una relación de calor óptima y reducir la acumulación de carga térmica.

El funcionamiento del enfriador es controlado por el sistema de control electrónico para mantener la temperatura de salida del aceite del enfriador 35°C por debajo de los valores de entrada, para poder ponerse en marcha, deberán de haberse cumplido los enclavamientos del resto de sistemas de la turbina que puedan afectar al de aceite, estos serían: Permisivo de arranque “Ready to start permissive”, Arranque “ Start run”, resumen de paradas “Stop summary” y permisivo de bomba Post lube “ Post Lube Permit” .

Con todos los enclavamientos cumplidos, el enfriador se nos pondrá en marcha cuando superemos la temperatura de aceite en cabeza de 68°C, provocándose una parada de la turbina si pasamos de 79°C.

Si hay una detección de vibraciones en el enfriador (S598-1), nos parará el ventilador, no siendo posible su arranque hasta que reconozcamos y resetemos la alarma por mal funcionamiento provocada por éstas.

5.3.3.14. VÁLVULA DE CONTROL DE TEMPERATURA (TCV901)

El flujo de aceite se dirige a través de los enfriadores por medio de la válvula de control de temperatura Si la temperatura del aceite lubricante es fría (por debajo del punto de ajuste de la válvula de control de temperatura del aceite, 60°C) el aceite de la bomba principal de aceite lubricante de la turbina pasa a través de la lumbrera de la válvula que entra desde hacia la salida de la válvula.

A medida que la temperatura comienza a aumentar, la válvula comenzará a seleccionar la lumbrera que viene del enfriador de aceite, la cual en condiciones normales de caudal

(1674L/min) y temperatura de aceite de la bomba principal (80°C), nos llega a rebajar la temperatura del orden de 35°C. Esta dirección del flujo hacia el enfriador, logra un efecto cíclico, que fuerza que más aceite proveniente de la bomba principal de aceite lubricante de la turbina, vaya a los enfriadores de aceite.

A 95°C la válvula permitirá el flujo pleno de aceite desde la lumbrera que llega del enfriador de aceite hacia la lumbrera de salida de la TCV901 para un enfriamiento máximo del aceite lubricante.

Si la presión diferencial entre la entrada al enfriador de aceite y la salida de éste supera los 3.4Kg/cm², la Válvula de alivio del enfriador de aceite (VR904) se abre y permite que el aceite se derive del enfriador.

5.3.3.15. CALENTADOR DEL TANQUE DEL ACEITE LUBRICANTE

En el tanque del aceite lubricante de la turbina hay montado un calentador de una capacidad de 18 kW.

El funcionamiento del calentador es controlado por el sistema de control electrónico para mantener la temperatura del aceite en el tanque del aceite lubricante de 18°C a 21°C.

El circuito de alimentación eléctrica del calentador está enclavado con otros elementos del sistema de control para asegurarse de que la presión del aceite lubricante de la bomba auxiliar de aceite sea de 0.42Kg/cm² o superior y que el nivel de aceite lubricante en el tanque de aceite lubricante de la turbina esté por encima del nivel del elemento calentador antes de energizar el calentador (356mm).

5.3.3.16. ACTUADORES HIDRÁULICOS

La presión de funcionamiento para los actuadores que controlan la válvula de aire de purgado y los Álabes directores variables es suministrada desde la bomba principal de aceite lubricante de la turbina.

El suministro a los actuadores está conectado corriente arriba de la válvula de control de presión, a través de un Filtro (FS903) separado de los filtros principales de la turbomaquinaria. Si no se le da mantenimiento a este filtro ocasionará, un funcionamiento lento del actuador de combustible.

Las tuberías de retorno desde los actuadores se dirigen al tanque del aceite lubricante de la turbina directamente.

El filtro del actuador tiene un elemento filtrante de 25 micras.

5.3.4. DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO

Podemos dividir el funcionamiento del sistema de aceite en varios bloques de funcionamiento, los cuales pasamos a describir a continuación:

5.3.4.1. PRUEBA DE BOMBAS

Al inicio del arranque, se activa la bomba de respaldo de pos lubricación para probar su funcionamiento en un ciclo de treinta segundos (máximo).

Se considera que el funcionamiento es correcto si alcanza una presión del aceite de 0.42Kg/cm² en el transductor de presión de aceite.

Si la bomba no puede entregar la presión mínima dentro del intervalo de treinta segundos, se cancela el arranque automáticamente y se visualiza un mensaje anunciando "Low backup lube pressure".

Si la bomba entrega la presión adecuada, el temporizador se reposiciona a treinta segundos, la bomba de respaldo se para y la bomba auxiliar de (pre/pos) lubricación se activa en un nuevo ciclo de treinta segundos.

La bomba auxiliar de lubricación debe producir al menos 0.42Kg/cm² de presión de aceite durante el intervalo de treinta segundos de pre lubricación o se producirá una parada con una visualización de “Low pre lube pressure”.

Durante el período de pre lubricación, la válvula de alivio de pre lubricación (VR902) limita la presión del aceite a 1.40Kg/cm² como máximo.

5.3.4.2. CICLO DE PURGA

Cuando las válvulas del compresor de gas (válvulas de proceso) han alcanzado sus posiciones de funcionamiento, se ordena el arranque del productor de gas (sigue la rotación del arrancador).

Se inicia el giro de la turbina en un ciclo de purga temporizado, normalmente treinta segundos. En este momento la bomba principal de aceite lubricante de la turbina arrancará poniendo aceite en el sistema.

A continuación del ciclo de giro de purga de la turbina, el quemador, la válvula del quemador y la válvula de combustible se energizan y la secuencia de arranque prosigue a través de las fases de encendido y aceleración.

Durante este período, se está suministrando aceite lubricante tanto de la bomba de pre lubricación como de la bomba principal de aceite lubricante impulsado por la turbina.

En éste ciclo, se ha de tener permisivo los siguientes enclavamientos: Lazo de arranque/paro “Start/Stop latchstop”, Temporizador cumplido “Restart timer, expired restart” y ninguna anomalía “No malfunctions”, con ello me permite arrancar la bomba de Pre/Pos lubricación, comprobando posteriormente si mantiene la presión >0.42Kg/cm²

“Pre lube press ok TP380>0.42, o en su defecto dándonos el siguiente aviso “Low prelube pressure”.

5.3.4.3. ARRANQUE DE LA TURBINA NGP < 60%

A la velocidad del productor de gas de 60%, el sistema de control verifica el valor de la señal de presión del aceite lubricante proveniente del transductor de presión de aceite.

- Si la presión es superior a 2.88Kg/cm², la bomba auxiliar de lubricación se para y la secuencia de arranque prosigue normalmente.
- Si la presión está entre 1.75Kg/cm² y 2.88Kg/cm², la bomba auxiliar de lubricación se para y la secuencia de arranque continua, sin embargo se activará una alarma, y aparecerá un mensaje de presión principal del aceite lubricante “Low main lube oil press”.
- Si la presión es inferior a 1.75Kg/cm², se cancelará el arranque, la bomba auxiliar de lubricación continuará funcionando en un modo de pos lubricación y se anunciará el mensaje de parada por presión principal del aceite lubricante “Low low main lube oil stop arranque”.

5.3.4.4. NGP > 65% VERIFICACIÓN DIARIA DE LA BOMBA BACKUP CON BOMBA PRINCIPAL EN MARCHA

Para un valor de NGP >65%, estando por ello la bomba mecánica principal en marcha, se harán cada 24horas, comprobaciones automáticas de la bomba de respaldo (Backup), se comprobará durante 2 minutos que la bomba de respaldo mantenga la presión en valores superiores o iguales a 0.42Kg/cm², en caso de no cumplirse esto, se anunciará el mensaje de fallo de bomba de respaldo “Backup pump fail alarm”.

Durante el funcionamiento de la turbomaquinaria, la válvula de control térmico dirigirá el aceite a los enfriadores de aceite según se requiera para mantener la temperatura nominal del aceite (60°C).

La válvula de control de presión regulará la presión al valor preestablecido de aproximadamente 4.5Kg/cm².

5.3.4.5. PARADA DE LA TURBOMAQUINARIA O ROLLDOWN

En la parada, cuando la velocidad del productor de gas (NGP) cae por debajo del 60%, o cuando la presión del aceite lubricante cae por debajo de 1.75Kg/cm², siempre que se cumplan los enclavamientos de permisivo bomba pre/post lubricación “ Post lube permit” y el compresor esté presurizado “ Compresor case presurizad S360-1”, la bomba auxiliar de lubricación se activa en un ciclo de pos lubricación de 55minutos, anunciando durante ése intervalo de tiempo “Post lube actived”, “start pre/post lube pump” y anunciando el mensaje de “Post Lube on”.

Durante el período de pos lubricación, la bomba de respaldo de pos lubricación se activará automáticamente si la bomba auxiliar de lubricación no mantiene una presión de 0.42Kg/cm² o más en el transductor de presión del aceite lubricante, anunciando “Start backup lube pump” y “backup lube latch”.

5.3.4.6. SISTEMA DE DETECCIÓN DE FUEGO O FALLO EN EL PLC

La turbo máquina posee un sistema de protección en caso de detección de fuego o anomalía en el sistema de control de la turbina, en nuestro caso sería el soporte físico de Labview.

En caso de detectar fuego (mediante detectores térmicos, de humos y ultravioletas), se provoca una parada de la turbina, pero no una parada inmediata del sistema de lubricación, ya que éste se encargará de enfriar los internos de la turbo máquina.

Ésta detección nos provoca el anunciamiento de una alarma de detección de fuego y agente extintor descargado “Fire detected – extinguishant discharged”, tras esto y mientras estemos por encima del 15% de NGP en la maniobra de deceleración hacia la parada “rolldown” , con un margen de 1 minuto y previamente tengamos reseteadas alarmas

anteriores de detección de fuego, se nos activará el permisivo de arranque de la bomba de Pre/Post lubricación.

Una vez estemos por debajo del 15% de NGP en la maniobra de deceleración hacia la parada y haya detección de fuego presente, se nos activará la bomba de Pre/Post lubricación durante 20 minutos, para refrigerar todos los internos de la turbomaquinaria, anunciándonos la siguiente alarma, activada bomba de Pre/Post lubricación, por detección de fuego “Post lube active Fire detected”.

En caso de anomalía del sistema de control de la turbina, nos activa la bomba de Pre/Post lubricación y si además contempla una detección de fuego, durante la maniobra de deceleración hacia la parada de la turbo máquina durante 5 minutos activará la bomba de respaldo (Backup), para asegurar un aporte inicial de aceite a la máquina.

5.4.SISTEMA DE CONTROL y MONITORIZACIÓN DEL SISTEMA DE ACEITE LUBRICANTE, MEDIANTE LABVIEW

5.4.1. OBJETIVOS DEL APARTADO

Con éste apartado se pretende explicar la función del sistema de control, describir los componentes del sistema de control, explicar las funciones de la instrumentación empleada. Así como describir las pantallas de visualización de que dispone el operador.

5.4.2. INTRODUCCIÓN AL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL

El proceso de monitorización y control de condiciones, consiste en asentar regularmente la información real sobre la operación de la turbina y compararla con los valores nominales de funcionamiento de ésta, para regularlos con el fin de eliminar la posible desviación existente.

5.4.3. DESCRIPCIÓN GENERAL

El sistema de control mediante Labview es un sistema basado en microprocesadores que proporciona una combinación óptima de características de control y visualización, proporcionando la información que necesita el operador y los datos que requiere el sistema de control de aceite de lubricación de la turbo máquina.

5.4.4. COMPONENTES DEL SISTEMA DE CONTROL

5.4.4.1. *DISPOSITIVOS DE CONTROL Y COLECCIÓN DE DATOS*

- En nuestro caso son elementos virtuales simulados en el entorno de programación de Labview.
- En caso de querer aplicarlo, los dispositivos se encontrarían en la turbo máquina: dichos dispositivos de colección de datos incluirían detectores de temperatura por resistencia (RTD), detectores de vibraciones y tomas magnéticas para monitorear el nivel del tanque, transductores de presión y actuadores eléctricos.

5.4.4.2. DISPOSITIVO DE PROCESAMIENTO DE SEÑALES

- En nuestro caso, todos éstos dispositivos, están integrados en el pc, bajo el entorno de Labview.
- En caso de querer aplicarlo, lo podríamos hacer mediante el sistema Compact RIO que incluye un controlador embebido y chasis reconfigurable. El controlador embebido ofrece ejecución autónoma, potente y embebida para aplicaciones determinísticas de LabView Real-Time.

5.4.5. MODULOS DE ENTRADA Y SALIDA

- En nuestro caso, al hacerse todo en un entorno virtual de Labview, esto no sería relevante.
- En el caso de emplear el sistema Compact Rio, El chasis de expansión de E/S reconfigurables (RIO) , admite configurar el número de entradas y salidas necesarias, pudiendo abarcar desde cientos o hasta miles de canales.



FIG 5.10 Diagrama de entradas y salidas Compact Rio Turbina [5]

5.4.6. INSTRUMENTACIÓN EMPLEADA PARA EL SISTEMA DE CONTROL

5.4.6.1. DETECTORES DE TEMPERATURA POR RESISTENCIA (RTD)

Las temperaturas son monitoreadas por RTD conectados a los módulos de *entradas* y *salidas*. Los RTD se instalan para monitorear las temperaturas de los cabezales y el tanque de aceite lubricante, las temperaturas de los drenajes del aceite de los cojinetes de la turbina.

5.4.6.1.1. INDICADOR DE TEMPERATURA DEL ACEITE LUBRICANTE (T1902)

El indicador para la temperatura del aceite lubricante tiene una escala de 0 a 80°C, y el detector para el indicador está montado en una vaina termométrica en el suministro de aceite lubricante. Se debe visualizar una temperatura de operación de aproximadamente 60°C.

5.4.6.1.2. DISPOSITIVO DE TEMPERATURA POR RESISTENCIA DEL CABEZAL DE ACEITE LUBRICANTE (RT380)

Un dispositivo de temperatura por resistencia (RTD) está montado en una vaina termométrica en el múltiple suministro de aceite el RTD proporciona una señal eléctrica proporcional a la temperatura del aceite en el múltiple de suministro. El sistema de control, en respuesta a la señal del RTD, inicia una alarma a una temperatura del aceite de 68°C y una parada a una temperatura nominal de 74°C.

5.4.6.1.3. RTD ADICIONALES DEL SISTEMA DE ACEITE (RT390)

Un RTD está instalado en el tanque del aceite lubricante de la turbina para proporcionar una señal eléctrica al sistema de control para conectar el calentador de aceite lubricante. El calentador del tanque se activará por debajo de 18°C y se desactivará por encima de

5.4.6.2. TRANSMISORES DE PRESIÓN

Los transmisores de presión monitorean los niveles de presión en los sistemas y componentes de la turbomaquinaria, dichos transmisores convierten las señales *mecánicas* (presión) en señales *eléctricas* de 4-20 mA.

Los módulos de *entradas* aceptan y acondicionan las señales de entrada de los transmisores y proporcionan los valores al compact Río previa solicitud.

Los transmisores se usan para monitorear las presiones de los aceite, escalándose en unidades adecuadas para el cálculo, control y visualización en el Compact Río o sistema Labview en su defecto.

5.4.6.2.1. TRANSMISOR DE PRESIÓN de bomba principal DE ACEITE LUBRICANTE (PT901)

El manómetro de aceite lubricante anuncia la presión del sistema en una escala de 0-15Kg/cm², y debe leer una presión nominal de aproximadamente 10Kg/cm² durante el funcionamiento. La conexión sensora para el manómetro está ubicada en el múltiple de suministro de aceite lubricante.

5.4.6.2.2. INDICADOR DE PRESIÓN DE ACEITE LUBRICANTE (PI901)

El manómetro de aceite lubricante anuncia la presión del sistema en una escala de 0-6Kg/cm², y debe leer una presión nominal de aproximadamente 3.91Kg/cm² durante el funcionamiento. La conexión sensora para el manómetro está ubicada en el múltiple de suministro de aceite lubricante.

5.4.6.2.3. TRANSDUCTOR DE PRESIÓN DEL ACEITE LUBRICANTE (TP380)

El transductor de presión del aceite lubricante produce una señal eléctrica de 4-20 mA, equivalente a una presión del aceite lubricante de 0-7Kg/cm². La señal del transductor es

dirigida al sistema de control, donde el sistema de control inicia funciones a niveles de presión específicos que incluyen:

- Inspección de la presión de lubricación de respaldo de 0.28Kg/cm².
- Para valores mayores de 0.42Kg/cm², provoca el arranque de la bomba Pre/Post lubricación y da permisisvo al calentador de aceite.
- Alarma por baja presión de aceite, para valores menores a 2.88Kg/cm².
- Parada por baja presión de aceite para valores menores que 1.75Kg/cm².

5.4.6.3. INTERRUPTORES DE PRESIÓN / NIVEL

En algunos casos, el programa de control no requiere la resolución proporcionada por la medición del transmisor, y un interruptor de presión o nivel servirá con más eficacia al propósito de diseño.

Los interruptores pueden funcionar independientemente del compact Río y, por lo tanto, son útiles en el diseño de los sistemas de protección de respaldo.

5.4.6.3.1. CONMUTADORES NIVEL TANQUE DE ACEITE (S388-1-2-3)

Se proporcionan conmutadores de nivel para indicar cuándo el nivel de aceite en el tanque es demasiado alto o demasiado bajo. Estos conmutadores está ubicados en una varilla que se extiende dentro del tanque desde la parte superior.

Los conmutadores son de funcionamiento magnético por medio de boyas flotantes de metal. Cuando el nivel cae por debajo de 356mm ocurre una alarma por bajo nivel. Ocurrirá una parada cuando el nivel caiga por debajo de 305mm.

Ocurrirá una alarma por alto nivel si el nivel sobrepasa de 483mm, algunas unidades se pararán cuando haya un nivel alto en el tanque del aceite lubricante.

5.4.6.3.2. PRESOSTATOS DEL TANQUE DE ACEITE (S324-1, -2)

Los presostatos se instalan para monitorear la presión en el tanque del aceite lubricante. No se debe impedir que haya un flujo libre de aire desde la turbina a través del venteo del tanque. Los presostatos se ajustan para que ocasionen una alarma y una parada a 0.022 y 0.026Kg/cm² respectivamente.

5.4.6.3.3. CONMUTADOR DE CONTROL BOMBA DE RESPALDO (S322-2)

Este conmutador se usa como un respaldo en caso de un fallo del transmisor PT903 de la bomba de respaldo y consecuentemente de la lógica de control. Si se da el comando de pre/post lubricación y la bomba de aceite de pre/post lubricación no proporciona presión suficiente para transferir el Conmutador S322-2 (0.28Kg/cm² ascendente) la bomba de respaldo de aceite lubricante recibirá la orden de arrancar.

5.4.6.4. VÁLVULAS SOLENOIDES

Estos dispositivos, operados eléctricamente, facilitan el control del sistema compact Río de los sistemas neumático e hidráulico para propósitos de frecuencia y protección.

Se adjunta una tabla en los anexos, Anexo B, donde están reflejados toda la instrumentación, así como los tags identificativos, descripción y valores de operación y alarma.

5.4.7. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL VIRTUAL MEDIANTE LABVIEW

5.4.7.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DEL ENTORNO LABVIEW

LabVIEW (acrónimo de Laboratory Virtual Instrumentation Engineering Workbench) es una plataforma y entorno de desarrollo para diseñar sistemas, con un lenguaje de programación visual gráfico. Recomendado para sistemas hardware y software de pruebas, control y diseño, simulado o real y embebido, pues acelera la productividad.

Los programas desarrollados con LabVIEW se llaman Instrumentos Virtuales, o VIs,

Cada VI consta de dos partes diferenciadas:

- **Panel Frontal:** El *Panel Frontal* es la interfaz con el usuario, la utilizamos para interactuar con el usuario cuando el programa se está ejecutando. Los usuarios podrán observar los datos del programa actualizados en tiempo real (como van fluyendo los datos,). En esta interfaz se definen los *controles* (los usamos como entradas, pueden ser botones, marcadores etc...) e *indicadores* (los usamos como salidas, pueden ser gráficas...).
- **Diagrama de Bloques:** Es el programa propiamente dicho, donde se define su funcionalidad, aquí se colocan íconos que realizan una determinada función y se interconectan (el código que controla el programa suele haber una tercera parte *icono/conector* que son los medios utilizados para conectar un VI con otros Vis).

En el *panel frontal*, encontraremos todo tipos de controles o indicadores, donde cada uno de estos elementos tiene asignado en el diagrama de bloques una terminal, es decir el usuario podrá diseñar un proyecto en el panel frontal con controles e indicadores, donde estos elementos serán las entradas y salidas que interactuarán con la terminal del VI.

Variables compartidas: Se emplean en LabVIEW, para interconectar valores de unas Vis con otras.

5.4.7.2. DESCRIPCIÓN DE NUESTRO PROYECTO EN EL ENTORNO LABVIEW

Todo lo anteriormente descrito referente al sistema de aceite, se ha sintetizado en un proyecto de Labview llamado “Proyecto lubricación”, en el cual simularemos las variables de entrada, para ver como el sistema responde con sus salidas acorde a la lógica de funcionamiento también descrita anteriormente.

Para explicar esto de una forma más clara se adjunta en los anexos, anexo A, un diagrama de flujo explicativo.

5.4.7.3. VI's EMPLEADAS

Fundamentalmente tenemos 2 grandes bloques de VIS:

5.4.7.3.1. ACEITE SOLAR (Anexo C.1.3)

En ésta Vi podemos decir que está todo el diagrama de proceso de aceite al completo, en ella encontramos la bomba de respaldo, bomba Pre/Post lube y bomba principal, el enfriador de aceite, el tanque, el calentador de aceite, así como el resto de elementos auxiliares de control, como pueden ser, la válvula controladora de presión, la válvula de tres vías controladora de temperatura, válvulas anti retorno, transmisores de presión y temperatura, válvulas de alivio, así como los interruptores de presión y nivel.

También aparecen elementos pasivos como, orificios de restricción de caudal, filtros, venteos y elementos arrestadores de llama.

Una vez ejecutemos el VI, los elementos anteriormente descritos interactuarán con los valores que reciban de los controles contenidos en la VI “ Aceite Solar Control”, ejecutando la secuencia de funcionamiento escrita en el diagrama de bloques, que representa la lógica de funcionamiento.

5.4.7.3.2. ACEITE SOLAR CONTROL (Anexo C.1.2)

En ésta Vi, tenemos todos los controles, indicadores y alarmas asociadas a todas la variables a controlar anteriormente descritas.

Ésta Vi, posee diferentes pestañas, asociando los controles según su función o bloque de funcionamiento:

- Controles de presión (Anexo C.1.2.1).
- Controles de nivel y Temperatura (Anexo C.1.2.2).
- Test crank (Anexo C.1.2.3).
- Fire controls (Anexo C.1.2.4).
- Arranque de Turbina y verificación diaria de bomba backup (Anexo C.1.2.5).
- Parada – Rolldown de turbina (Anexo C.1.2.6)
- Prueba de bombas (Anexo C.1.2.7).

5.4.7.4. SUBVIS ASOCIADAS

Con el objeto de dar mayor claridad a la programación del diagrama de bloques, se han creado algunas SubVis, las cuales son llamadas desde las VI's principales, estas son:

- Calentador de aceite (Anexo C.2.1).
- Enfriador de aceite (Anexo C.2.2).
- Test crank (Anexo C.2.3).
- Prueba de bombas (Anexo C.2.4).
- Fire detectes (Anexo C.2.5).
- Rs Flip-flop (Anexo C.2.6).
- Pid- Plant (PID para controladora de presión PCV901) (Anexo C.2.7).
- Pid-plant TCV (PID para controladora de temperatura TCV901) (Anexo C.2.8).

6. CONCLUSIONES

Tras la introducción realizada, vemos claramente que las turbinas son elementos clave en el sector gasista, tanto a nivel de almacenamientos como de transporte, es por ello que es fundamental disponer de un sistema de control fácilmente modificable y trazable, a fin de minimizar cualquier posible mal función que nos dejase fuera de servicio el equipo, con el impacto económico que ello supondría.

Es aquí donde se ve que la gestión realizada mediante un PC permite una programación intuitiva y de fácil implementación ya que se ha utilizado el programa LabVIEW™ de National Instruments.

Además, al utilizar un PC, la modificación de parámetros de gestión se realiza de forma cómoda mediante un teclado convencional y la visualización de resultados se observan mediante un monitor. Esto permite tener una visión, aunque sea a escala reducida, de los componentes y procesos que se llevan a cabo para conseguir una gestión electrónica de en nuestro caso todo el sistema de lubricación de aceite de la turbina, pudiendo esto ampliarse al resto de los sistemas.

La realización del proyecto simulando las variables de entrada y salida, no impiden en un futuro implementar este sistema de gestión en un procesador industrial del tipo Compact-RIO ya que el lenguaje de programación, LabVIEW™, utilizado para realizar este proyecto es el que utiliza el procesador Compact-RIO.

Este tipo de procesador, y los elementos de adquisición de datos que utiliza, sí permitiría la gestión a tiempo real. Para poder implementar el VI generado en este proyecto para la gestión en el procesador Compact-RIO, sería necesario ajustar las correspondientes funciones utilizadas al módulo FPGA que permite realizar la ejecución del software a bajo nivel. Si bien, se podría, aprovechando la mayor capacidad de procesado, incluir más sensores y actuadores que permitirían un control más preciso.

7. BIBLIOGRAFÍA

Referencias Bibliográficas

- [1] LabVIEW™ User Manual: [<http://www.ni.com/pdf/manuals/320999e.pdf>]
- [2] LabVIEW™. Manual de curso y ejercicios: LabVIEW Core 1. National Instruments, vers. 2009
- [3] LabVIEW™. Manual de curso y ejercicios: LabVIEW Core 2. National Instruments, vers. 2009
- [4] LabVIEW™. Manual de curso y ejercicios: LabVIEW FPGA. National Instruments, vers. 2009
- [2] Saravaramuttoo HIH, Maclsaac BD. Thermodynamic models for pipeline gas Turbine diagnostics. ASME J Eng Power 1983(October):105.
- [3] Antonio Lecuona N., José I. Nogueira G. Turbo máquinas. (Procesos, análisis y tecnología). Ed. Ariel Ciencia y Tecnología.
- [4] Enagás. *Manual de operaciones instalaciones almacenamiento gaviota*. Enero 2013.
- [5] Solar turbines. *Manual de mantenimiento y operación de turbinas de gas*. Marzo 2009. <http://mysolar.cat.com/cda/layout?m=204041&x=7>
- [6] You tube. *Natural gas compressor*. 2013. <http://www.youtube.com/watch?v=YIF7l-osuhc>
- [7] Enagás. *Curso de estaciones de compresión*. Abril 2010.
- [8] Repsol. *Curso de mantenimiento de instalaciones off-shore*. Marzo 2009.

- [9] Experiencia personal adquirida en labores de mantenimiento y operación de turbinas y compresores de gas. Enagás.
- [10] Richar C. Dorf, Robert H. Bishop. Sistemas de Control Moderno
Pearson Education, 2005, 10th edn.
- [11] MEHERWAN P. BOYCE. 2001. Gas Turbine Engineering Handbook.2ª Ed.
Gulf Professional Publishing.

8. ANEXOS

Anexo A	DIAGRAMAS DE FLUJO DE LOS BLOQUES DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE ACEITE LUBRICANTE DE LA TURBINA DE GAS
Anexo A.1	PRUEBA DE BOMBAS
Anexo A.2	CICLO DE PURGA
Anexo A.3	ARRANQUE DE LA TURBINA NGP<60%
Anexo A.4	NGP>65%, VERIFICACION DIARIA DE LA BOMBA BACKUP CON PRINCIPAL EN MARCHA
Anexo A.5	PARADA DE TURBOMAQUINARIA O ROLLDOWN
Anexo A.6	SISTEMA DE DETECCION DE FUEGO O FALLO EN EL PLC.
Anexo B	TABLA DE SET POINTS Y FUNCIONES DE COMPONENTES
Anexo C	VI'S LABVIEW
Anexo C.1.2	ACEITE SOLAR CONTROL
Anexo C.1.2.1	CONTROLES DE PRESIÓN
Anexo C.1.2.2	CONTROLES DE NIVEL Y TEMPERATURA.
Anexo C.1.2.3	TEST CRANK
Anexo C.1.2.4	FIRE CONTROLS
Anexo C.1.2.5	ARRANQUE DE TURBINA Y VERIFICACIÓN DIARIA DE BOMBA BACKUP
Anexo C.1.2.6	PARADA – ROLLDOWN DE TURBINA
Anexo C.1.2.7	PRUEBA DE BOMBAS

Anexo C.2.1	CALENTADOR DE ACEITE
Anexo C.2.2	ENFRIADOR DE ACEITE
Anexo C.2.3	TEST CRANCK
Anexo C.2.4	PRUEBA DE BOMBAS
Anexo C.2.5	FIRE DETECTED
Anexo C.2.6	RS FLIP-FLOP
Anexo C.2.7	PID- PLANT (PID PARA CONTROLADORA DE PRESIÓN PCV901)
Anexo C.2.8	PID-PLANT TCV (PID PARA CONTROLADORA DE TEMPERATURA TCV901)

