

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ANÁLISIS DE OPERATIVIDAD Y RIESGOS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A BASE DE GAS ASOCIADO EN ESTACIÓN CUYABENO

TRABAJO PREVIO AL OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS

EDISON FABRICIO LIMA GUAMANI

edison.lima@epn.edu.ec

Director: MSc. Álvaro V. Gallegos E.

alvaro.gallegos@epn.edu.ec

Quito, Julio 2020

APROBACIÓN DEL DIRECTOR

Como director del trabajo de titulación ANÁLISIS DE OPERATIVIDAD Y RIESGOS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A BASE DE GAS ASOCIADO EN ESTACIÓN CUYABENO, desarrollado por Edison Fabricio Lima Guamani estudiante de la Carrera de Ingeniería en Petróleos, habiendo supervisado la realización de este trabajo y realizado las correcciones correspondientes, doy por aprobada la redacción final del documento escrito para que prosiga con los trámites correspondientes a la sustentación de la Defensa oral.

MSc. Álvaro Vinicio Gallegos Eras
DIRECTOR DEL PROYECTO

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Edison Fabricio Lima Guamani, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Edison Fabricio Lima Guamani
AUTOR

DEDICATORIA

A mi madre, hermanos, sobrina y amigos por su incondicional apoyo, sacrificio, consejos y por ser una parte fundamental en la culminación con éxito de mi carrera.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por haberme dado las fuerzas y guiado a lo largo de toda la carrera, en cada reto de principio a fin permitiéndome llegar a la culminación de mi carrera y superar todas las dificultades en esta etapa de mi vida.

A mi familia por darme todo el apoyo necesario moral y económico para que este objetivo de finalizar con éxito mi carrera sea posible, aportando además con sus consejos.

Al ingeniero Álvaro Gallegos Eras, por ser artífice de este proyecto, por su ayuda y entrega, al ingeniero Jorge Mora por ser mentores de este trabajo y su ayuda incondicional.

A mis amigos por ayudarme y formar parte de esta etapa de mi vida, aportando un granito de arena en la finalización de este proyecto.

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo principal identificar los riesgos y peligros que se pueden dar en las diferentes etapas del proceso de generación eléctrica a base de gas asociado, que se utiliza como combustible en la estación Cuyabeno.

Se ha planteado un análisis de riesgos enfocado a la prevención de accidentes graves, así como al control de las consecuencias sobre las personas y sobre las instalaciones internas de la planta de generación, teniendo en cuenta a su vez su efecto sobre el medio ambiente.

El primer capítulo, inicia con una reseña del campo Cuyabeno en donde se detalla la ubicación y características geológicas del campo. Posteriormente se describe las características y propiedades del gas asociado y las facilidades de producción que se utilizan en su tratamiento. Además, se describen los principales métodos de análisis de riesgos que se utilizan comúnmente en los procesos y proyectos en la industria.

En el segundo capítulo, se detallan los procesos que se aplican para la producción de gas en la estación Cuyabeno, las facilidades y operatividad de la estación de producción. Se describen los equipos que se operan en la planta de generación eléctrica a gas asociado. También se describe la fase de implementación de un tanque acumulador que tiene como objetivo almacenar un determinado volumen de gas asociado para el correcto funcionamiento de la planta.

El tercer capítulo, plantea el análisis de seguridad y operatividad (HAZOP), su metodología la cual genera una serie de desviaciones en los procesos normales, con el fin de evidenciar los riesgos que se tienen al momento de operar la planta de generación de gas. Se utiliza una metodología IEC-61882 en donde se seleccionan nodos de procesos y nodos generales. En los nodos de procesos seleccionados se realiza un análisis HAZOP y en el último nodo general, se utiliza las técnicas de "Lista de chequeo".

El cuarto capítulo, evidencia los resultados del análisis de riesgos de manera comparativa en todas las desviaciones de procesos planteadas y evaluadas. El análisis de riesgos se lo realiza basado en la Matriz de Petroamazonas PAM-EP-ECU-FIC-06-PRC-005-2.

El quinto capítulo, permitió realizar recomendaciones que se aplican tanto al diseño, procedimiento, alarmas e instrumentación de seguridad y control para poder implementar salvaguardas a los equipos para prevenir accidentes al personal, ambientales y daños en los equipos.

Palabras clave: Análisis de riesgos, Lista de chequeo, HAZOP, Matriz de riesgos, Nodos, Gas Asociado, Generación Eléctrica e Instrumentación.

ABSTRACT

The main objective of this work is to identify the risks and dangers, which can occur in the different stages of the associated gas-based electricity generation process, which is used as fuel at the Cuyabeno station.

A risk analysis focused on the prevention of serious accidents has been proposed, as well as the control of the consequences on people and on the internal facilities of the generation plant, taking into account its effect on the environment.

The first chapter begins with a review of the Cuyabeno field, detailing the location and geological characteristics of the field. Subsequently, the characteristics and properties of the associated gas and the production facilities used in its treatment are described. In addition, the main methods of risk analysis that are commonly used in processes and projects in the industry are described.

In the second chapter, the processes that are applied for the production of gas at the Cuyabeno station, the facilities and operation of the production station are detailed. The equipment that is operated in the associated gas electric generation plant is described. The construction phase of an accumulator tank that aims to store a certain volume of associated gas for the correct operation of the plant is also described.

The third chapter, presents the analysis of safety and operability (HAZOP), generating a series of deviations in normal processes, in order to show the risks that are at the time of operating the gas generation plant. An IEC-61882 methodology is used where process nodes and general nodes are selected. In the process nodes, a HAZOP analysis is performed and in the last general node, the "Check List" techniques are used.

The fourth chapter evidences the results of the risk analysis in a comparative way in all the deviations of processes proposed and evaluated. The risk analysis is performed based on the Petroamazonas Matrix PAM-EP-ECU-FIC-06 -PRC-005-2.

The fifth chapter allowed making recommendations that apply to the design, procedure, alarms, and safety and control instrumentation in order to implement equipment safeguards to prevent accidents to workers, environmental and equipment damage.

Key words: Risk analysis, Check List, HAZOP, Risk matrix, Nodes, Associated Gas, Electricity Generation and Instrumentation.

ÍNDICE DE CONTENIDO

APROBACIÓN DEL DIRECTOR.....	II
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	III
DEDICATORIA.....	IV
AGRADECIMIENTOS.....	V
RESUMEN.....	VI
ABSTRACT.....	VII
LISTA DE ECUACIONES.....	XIII
LISTA DE TABLAS.....	XIV
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	XVI
CAPÍTULO I.....	1
1 MARCO TEÓRICO	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.1.1 Objetivos Generales.....	3
1.1.2 Objetivos Específicos	3
1.2 DESCRIPCIÓN GENERAL CAMPO CUYABENO.....	3
1.2.1 Historia del Campo	3
1.2.2 Ubicación Geográfica.....	3
1.2.3 Estructura y Estratigrafía	4
1.2.4 Formaciones Productoras.....	5
1.3 GAS ASOCIADO DE PETRÓLEO.....	6
1.3.1 Gas Libre.....	6
1.3.2 Gas Disuelto.....	6
1.3.3 Gas Ácido	6
1.3.4 Gas Dulce.....	6
1.4 PROPIEDADES DEL GAS.....	7
1.4.1 Densidad Relativa.....	7
1.4.2 Inflamabilidad.....	7
1.4.3 Poder Calorífico	7
1.4.4 Composición del Gas asociado.....	9
1.4.5 Compresibilidad del Gas (Z).....	9
1.4.6 Cromatografía del Gas.....	10
1.5 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN PARA EL TRATAMIENTO DEL GAS ASOCIADO	11
1.5.1 Manifold (Múltiple de Producción).....	11

1.5.2	Separadores de Producción	12
1.5.3	Sistema de Inyección de Químicos.....	12
1.5.4	Bota Desgasificadora	13
1.5.5	Knock Out Drum (KOD)	13
1.5.6	Scrubber de Gas.....	14
1.5.7	Filtros Coalescentes.....	14
1.5.8	Sistema de Venteo	14
1.5.9	Mecheros de Gas (flares)	15
1.5.10	Tanque acumulador de Gas	15
1.5.11	Quema de Gas	15
1.6	MÉTODOS PARA REALIZAR ANÁLISIS DE RIESGOS	16
1.6.1	Descripción de Riesgo	16
1.6.2	Métodos de Análisis de Riesgos	16
1.6.3	Lista de Chequeo (Check List).....	17
1.6.4	Qué Pasaría Si (What If).....	17
1.6.5	Análisis de Riesgos Cuantitativos (QRA).....	17
1.6.6	Análisis de riesgos y operatividad (HAZOP).....	17
1.6.7	Análisis de modos y efectos de falla (FMEA).....	18
1.6.8	Análisis de árbol de fallas (FTA)	18
1.6.9	Identificación de peligros (HAZID)	19
CAPÍTULO II	20
2	DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DEL CASO	20
2.1	PROCESOS PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS ESTACION CUYABENO	20
2.2	EQUIPOS PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS.....	21
2.2.1	Múltiple de Producción (Manifold).....	21
2.2.2	Separadores de Producción	21
2.2.3	Depurador de Gas (Scrubber).....	22
2.2.4	Sistema de Inyección de Químicos.....	23
2.2.5	Bota Desgasificadora	23
2.2.6	Sistema de Venteo	24
2.3	GENERACIÓN ELÉCTRICA DE GAS EN LA ESTACIÓN CUYABENO	25
2.3.1	Scrubber de Gas.....	26
2.3.2	Bota Recolectora de Condensados	27
2.3.3	Calentador de Gas	27
2.3.4	Filtros Coalescentes.....	28
2.3.5	Recipiente de Condensados	28
2.3.6	Generadores Eléctricos de Gas	29

2.3.7	Sistema de Enfriamiento Generadores Eléctricos de Gas	29
2.3.8	Condiciones de Operación de Generación Eléctrica a Gas	30
	Fuente: Mantenimiento PAM.....	30
2.3.9	Potencia Promedio Generada en la Estación Eléctrica de Gas.....	30
2.4	PRODUCCIÓN DE GAS EN LA ESTACIÓN CUYABENO.....	31
2.4.1	Consumo de Gas Asociado	32
2.4.2	Composición del Gas en la Estación Cuyabeno	32
2.4.3	Cromatografía del Gas en Cuyabeno	33
2.4.4	Propiedades del Gas en Cuyabeno.....	34
2.5	MODIFICACIÓN DE LA ESTACIÓN DE GAS CUYABENO	35
2.5.1	Acumulador de Gas.....	36
2.6	ANÁLISIS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS.....	37
2.6.1	Problemas Operacionales en la Planta de Generación Eléctrica a Gas.....	37
2.6.2	Análisis de Riesgos	37
2.7	MÉTODO DE EVALUACIÓN SELECCIONADO PARA EL ANÁLISIS	38
2.7.1	Breve descripción de Metodologías para el Análisis de Riesgos	38
2.7.2	Selección de la Metodología Adecuada para el Análisis	40
2.7.3	Método HAZOP.....	41
2.7.4	Campo de aplicación.....	41
2.7.5	Alcance del Análisis de Seguridad y Operatividad (HAZOP)	42
2.7.6	Documentación necesaria para realizar el estudio	42
2.7.7	Desarrollo del Análisis.....	42
2.7.8	Integrantes de un equipo de HAZOP.....	43
2.7.9	Ventajas y Limitaciones del Análisis HAZOP.....	43
2.7.10	Reportes Entregados en el Análisis HAZOP.....	44
2.7.11	Revisión de los reportes para validación.....	44
	CAPÍTULO III.....	45
3	METODOLOGÍA.....	45
3.1	TERMINOLOGÍA EMPLEADA EN EL ANÁLISIS	45
3.1.1	Causas.....	45
3.1.2	Consecuencias	45
3.1.3	Desviación.....	45
3.1.4	Intención	46
3.1.5	Nodo.....	46
3.1.6	Palabra Guía	46
3.1.7	Parámetro.....	47
3.1.8	Definición de recomendaciones en el análisis.....	47
3.2	METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS HAZOP.....	48

3.2.1	Consecuencia	50
3.2.2	Frecuencia.....	51
3.3	PROCEDIMIENTO UTILIZADO EN EL ANÁLISIS DE RIESGOS HAZOP	51
3.3.1	Alcance específico del presente análisis HAZOP	51
3.3.2	Definición de área de estudio.....	51
3.3.3	Definición de los Nodos	52
3.3.4	Parámetros y Aplicación de las Palabras Guía	52
3.3.5	Matriz de riesgos utilizada para la evaluación	54
3.4	NUEVA MATRIZ DE GRAVEDAD DE RIESGOS Y GUÍA DE ACTUACIÓN	56
CAPÍTULO IV		59
4	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	59
4.1	RESULTADOS DEL ESTUDIO HAZOP.....	59
4.1.1	Desviaciones planteadas en el análisis.....	60
4.2	RESULTADOS DE ACUERDO CON LAS DESVIACIONES	61
4.2.1	Generales.....	61
4.2.2	Específicas	63
4.3	ANÁLISIS DEL NODO 2	63
4.4	RESULTADOS DEL NIVEL DE RIESGO ESTUDIO HAZOP	65
4.4.1	De acuerdo con el nivel de riesgo.....	65
4.4.2	De acuerdo con el valor del nivel de riesgo	67
4.5	RECOMENDACIONES DERIVADAS DEL ANÁLISIS.....	68
4.5.1	Recomendaciones planteadas de acuerdo con el número de nodos	69
4.5.2	Recomendaciones planteadas de acuerdo con la responsabilidad	69
4.5.3	Recomendaciones de acuerdo con el nivel de riesgo	70
CAPÍTULO V.....		72
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	72
5.1	CONCLUSIONES DERIVADAS DEL ANÁLISIS	72
5.2	CONCLUSIONES GENERALES	73
5.3	RECOMENDACIONES GENERALES.....	73
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		75
ANEXOS.....		77

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Mapa Ubicación Cuyabeno	4
Figura 1.2: Reservorio Napo "U" Superior	5
Figura 1.3: Separador de Producción	12
Figura 1.4: Bota de Gas.....	13
Figura 1.5: Filtro Coalescente	14
Figura 2.1: Líneas de flujo hacia el Manifold.....	21
Figura 2.2: Esquema de Separadores Estación Cuyabeno.....	22
Figura 2.3: Depuradores de gas Estación Cuyabeno	22
Figura 2.4: Esquema de las botas desgasificadoras	24
Figura 2.5: Mecheros.....	24
Figura 2.6: Sistema de venteo y líneas de gas Cuyabeno	25
Figura 2.7: Scrubber de gas	26
Figura 2.8: Bota de Condensados.....	27
Figura 2.9: Calentador eléctrico de gas	27
Figura 2.10: Filtro coalescente F-0321.....	28
Figura 2.11: Generadores de Electricidad Waukesha	29
Figura 2.12: Gráfico %molar compuestos vs fecha toma de muestra.....	33
Figura 2.13: Tanque Acumulador de gas	36
Figura 3.1: Diagrama simplificado del procedimiento de la metodología HAZOP	49
Figura 3.2: Matriz de Riesgos Petroamazonas	54
Figura 4.1: Desviaciones Planteadas.....	60
Figura 4.2: Desviación por Temperatura.....	61
Figura 4.3: Desviación por Presión	62
Figura 4.4: Desviación por Flujo.....	62
Figura 4.5: Desviaciones específicas	63
Figura 4.6: Resultado Nivel de Riesgo.....	66
Figura 4.7: Distribución de responsabilidades	70

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1.1: Poder calorífico.....	8
Ecuación 1.2: Ecuaciones seudo reducidas	10
Ecuación 1.3: Riesgo.....	16

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1: Arenas Productoras Bloque 58 y 59	5
Tabla 1.2: Poder Calorífico de principales combustibles	8
Tabla 1.3: Composición general del gas natural asociado	9
Tabla 2.1: Skid de Químicos	23
Tabla 2.2: Parámetros Monitoreados	30
Tabla 2.3: Energía entregada por la estación de gas	31
Tabla 2.4: Producción diaria Cuyabeno	31
Tabla 2.5: Consumo de gas combustible por generador	32
Tabla 2.6: Composición del gas en estación Cuyabeno.....	34
Tabla 2.7: Propiedades del gas muestra generador GG- 1001.....	34
Tabla 2.8: Propiedades del gas muestra generador GG- 1002.....	35
Tabla 2.9: Importancia de Cambio	40
Tabla 3.1: Parámetros de desviación	45
Tabla 3.2: Cuadro de Palabras Guía para Análisis de Riesgo	46
Tabla 3.3: Parámetros Operacionales.....	47
Tabla 3.4: Orden de Consecuencias de accidentes	50
Tabla 3.5: Nivel de Frecuencia.....	51
Tabla 3.6: Parámetros específicos utilizados.....	53
Tabla 3.7: Palabras Guías del HAZOP	53
Tabla 3.8: Palabras Guías utilizadas en el estudio HAZOP	54
Tabla 3.9: Descripción del nivel de riesgo	55
Tabla 3.10: Matriz de gravedad.....	57
Tabla 3.11: Nueva Matriz Tipo de Riesgo	58
Tabla 4.1: Parte 1 del Análisis Nodo # 2	64
Tabla 4.2: Parte 2 del Análisis Nodo# 2	65
Tabla 4.3: Sumatoria del Nivel de Riesgos	67

LISTA DE ANEXOS

ANEXO I : DIAGRAMA DE FLUJO Y PROCESOS (PFD) DE LA ESTACIÓN CUYABENO	78
ANEXO II: MATRIZ DE RIESGOS	80
ANEXO III: LISTA DE (P&ID's) UTILIZADOS EN EL ESTUDIO	85
ANEXO IV: LISTA DE NODOS SELECCIONADOS.....	87
ANEXO V: P&ID NODOS SELECCIONADOS ESTACIÓN CUYABENO	89
ANEXO VI: TABLAS DE ESTUDIO HAZOP DE LA ESTACIÓN CUYABENO	109
ANEXO VII: TABLAS DE RECOMENDACIONES DE ESTUDIO HAZOP DE LA ESTACIÓN CUYABENO.....	125
ANEXO VIII: TABLA RESUMEN DE CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS HAZOP DE LA ESTACIÓN CUYABENO Y SU PLANTA DE GENERACIÓN A GAS	130

GLOSARIO DE TÉRMINOS

1 BTU: 1054 Joules.

Black-Out: es un apagón general o colapso total del sistema eléctrico, ocurre al existir una perturbación en las instalaciones del sistema interconectado. Provoca un efecto en cadena de pérdida total del parque generador.

EE: Eficiencia Energética.

GOR: Gas and oil ratio. Relación gas-petróleo.

γ_o : Gravedad específica.

Grupo Electrónico: es un equipo que tiene como función convertir la llamada capacidad calorífica en energía mecánica y luego en energía eléctrica.

K: Permeabilidad.

KVA: es la potencia consumida al crear los campos eléctricos y magnéticos necesarios para que funcionen los equipos.

MW: megawatt (1 000 000 W).

Nodo: es una parte de un análisis de riesgos o la subdivisión de un proceso.

n :Número de etapas.

Norma API RP 75: proporciona una guía constante a la industria del petróleo y el gas sobre cómo desarrollar programas de gestión diseñados para "promover la seguridad y la protección del medio ambiente".

Norma ISO 31000: se basa en el conjunto de actividades realizadas para gestionar el riesgo, se utilizan once principios básicos que dirigen los procesos de dirección, organización y gestión, además de la puesta en marcha.

Rs: Relación de solubilidad.

OGE:Optimización Generación Eléctrica.

OSHA: (Occupational Safety and Health Administration). Es una agencia del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos, se encarga de asegurar condiciones de trabajo seguras y saludables para los hombres y mujeres trabajadores.

Psc :Presión de gas a condiciones estándar.

\emptyset : Porosidad

SKID: Base metálica donde se montan y ensamblan equipos (bombas, compresores, etc.)

T_s : temperatura en la succión de la etapa, (°R).

Vatio: es la potencia eléctrica producida por una diferencia de potencial de 1 voltio y una corriente eléctrica de 1 amperio.

μ : Viscosidad

Z: factor de compresibilidad del gas.

CAPÍTULO I

1 MARCO TEÓRICO

1.1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad se busca reducir la contaminación e impacto ambiental en cualquier operación o actividad realizada en la industria. Particularmente en el sector hidrocarburífero se ha tratado de disminuir la contaminación ambiental, que se genera a través de la quema de gas asociado.

Generalmente el gas excedente extraído en la producción de hidrocarburos es directamente quemado en las antorchas, es decir no se le da un uso adecuado. La mayoría de las veces el gas asociado es quemado en su totalidad.

La quema y venteo de gas son procedimientos que se aplica en varias partes del mundo y en el caso de la mayoría de los campos petroleros en Ecuador. El gas asociado no ha sido usado en forma eficiente lo que ha ocasionado: pérdidas económicas considerables e impactos ambientales, por ello hoy en día se trata de darle un óptimo uso al gas asociado.

La empresa Petroamazonas EP a través de su programa OGE&EE, ha venido desarrollando la utilización de gas asociado; para la generación eléctrica en los campos petroleros del Ecuador tratando de reducir los costos económicos en la generación de electricidad.

Sin embargo, para la utilización del gas asociado como combustible, se hace necesario darle un tratamiento adecuado que involucra procesos como: deshidratación, además de procesos físicos y químicos de separación. Para ello es necesario utilizar las facilidades de una estación de producción de petróleo.

Las facilidades generales de la estación son parte fundamental en varias etapas de procesamiento de gas asociado. Es decir, los equipos de separación, deshidratación, filtración y venteo realizan el tratamiento específico del gas asociado. Adicionalmente la planta de generación eléctrica a gas cuenta con facilidades(equipos) para el tratamiento y limpieza del gas para utilizarlo como un combustible en generación eléctrica.

Es importante conocer que para el manejo de los procesos que involucran el tratamiento del gas, el personal que labora las instalaciones debe realizar un procedimiento adecuado en las operaciones y monitoreo en procesos, a fin de evitar accidentes que generen pérdidas económicas y humanas. Los cuales son susceptibles a riesgos de operatividad y peligros ocasionados por fallas humanas o equipos operados en las facilidades de la estación.

Debido a que se pueden presentar diversos tipos de problemas y riesgos se ha determinado según Caballero que “Numerosos son los accidentes en tuberías conductoras de petróleo y derivados que se reportan en la literatura técnica y las causas de ellos son variadas por lo que la frecuencia de falla en un sistema de tuberías, depende de diversos factores que muchas veces no pueden ser cuantitativamente establecidos”. (Caballero, 2018)

Para ello las metodologías de predicción de fallas en infraestructura se han desarrollado vertiginosamente. La gran cantidad de proyectos estratégicos se han aplicado con normas de seguridad en el diseño y operatividad, cuya aplicación pretende preservar la infraestructura. Basados en metodologías que permiten determinar los factores de riesgo en aspectos principales como los que se relacionan con la corrosión, impacto al entorno y al ser humano, etc. (Caballero, 2018)

Se puede decir que los accidentes son producidos por fallas mecánicas o humanas que ocasionan consecuencias graves como: pérdidas humanas, daños en los equipos e instalaciones, los mismos que ocurren en una estación de producción y en los procesos que se desarrollan en la industria petrolera.

Adicionalmente, mencionadas fallas pueden ocasionar problemas en los equipos que realizan los diferentes procesos de las estaciones, provocando una para inesperada en las operaciones de producción. Que posteriormente genera daños a equipos, pérdidas económicas e impactos ambientales, los cuales se busca evitar en la industria.

Es por esta razón que es necesario realizar un análisis de riesgos y peligros en la estación Cuyabeno específicamente en la planta de generación eléctrica a base de gas. Por lo tanto, es necesario definir los riesgos de operatividad para poder mejorar la operatividad en la estación y planta de generación utilizando la técnica de HAZOP. Aunque el análisis HAZOP es una técnica de identificación de problemas, la solución para un posible problema identificado es con frecuencia obvia para el equipo de estudio. A través de la técnica aplicada se identificarán peligros y problemas operacionales como consecuencia de desviaciones de la operación normal del proceso, que pudieran resultar en condiciones que comprometan la calidad del mismo o situaciones inseguras con potencial de afectar a operadores. En tales casos, los resultados del estudio pueden incluir recomendaciones específicas y generales, para un mejoramiento del diseño de la unidad y/o para los procedimientos de operación.

Los resultados del presente análisis serán documentados en los capítulos finales, además que se presentará anexos elaborados en base a la información actual y detallada de la estación y su planta de generación eléctrica a gas.

1.1.1 Objetivos Generales

Analizar la operatividad y riesgos del sistema de generación eléctrica a base de gas asociado en estación Cuyabeno.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Identificar los tipos y nivel de riesgos y peligros que se pueden presentar en la estación de generación eléctrica de gas asociado.
- Valorar el nivel de riesgos y peligros que se pueden presentar en la estación.
- Evaluar el sistema con respecto a la matriz de riesgos de Petroamazonas EP.
- Elaborar una matriz de riesgo para la estación.
- Evaluar los puntos críticos en las operaciones de generación eléctrica.

1.2 DESCRIPCIÓN GENERAL CAMPO CUYABENO

1.2.1 Historia del Campo

El campo Cuyabeno fue descubierto y operado por la compañía Texaco, que inicio con la perforación del pozo Cuyabeno-01 el 23 de octubre de 1972 y fue completado el 24 de noviembre del mismo año, tuvo una profundidad de 8157 pies, a través de la arena "U", con una rata de producción de 648 BPPD y 26,0°API.

En el año de 1984 el área fue entregada a PETROECUADOR para exploración, en donde se descubrió entrapamiento en las areniscas de la formación Napo "U" inferior y "U" superior. Inició su producción hidrocarburífera en enero de 1984. (Baby, 2004)

1.2.2 Ubicación Geográfica

El campo Cuyabeno se encuentra localizado en la provincia de Sucumbíos en la región amazónica del Ecuador, específicamente en la Reserva Faunística del Cuyabeno, aproximadamente a unos 23 km al norte de la población de Tarapoa.

Forma parte del Bloque 58, juntamente con los campos: Sansahuari, Tipishca y VHR.

Limita al norte con el campo Sansahuari, al sur el campo Tarapoa, y al oeste el campo Libertador, como se indica en la figura 1.1.

Está localizado en el cantón Putumayo al Sur Oeste del Campo Tipishca. Entre las siguientes coordenadas geográficas:

Longitud: 00°09' N – 00°01' S; Latitud: 76°15' E – 76°18'

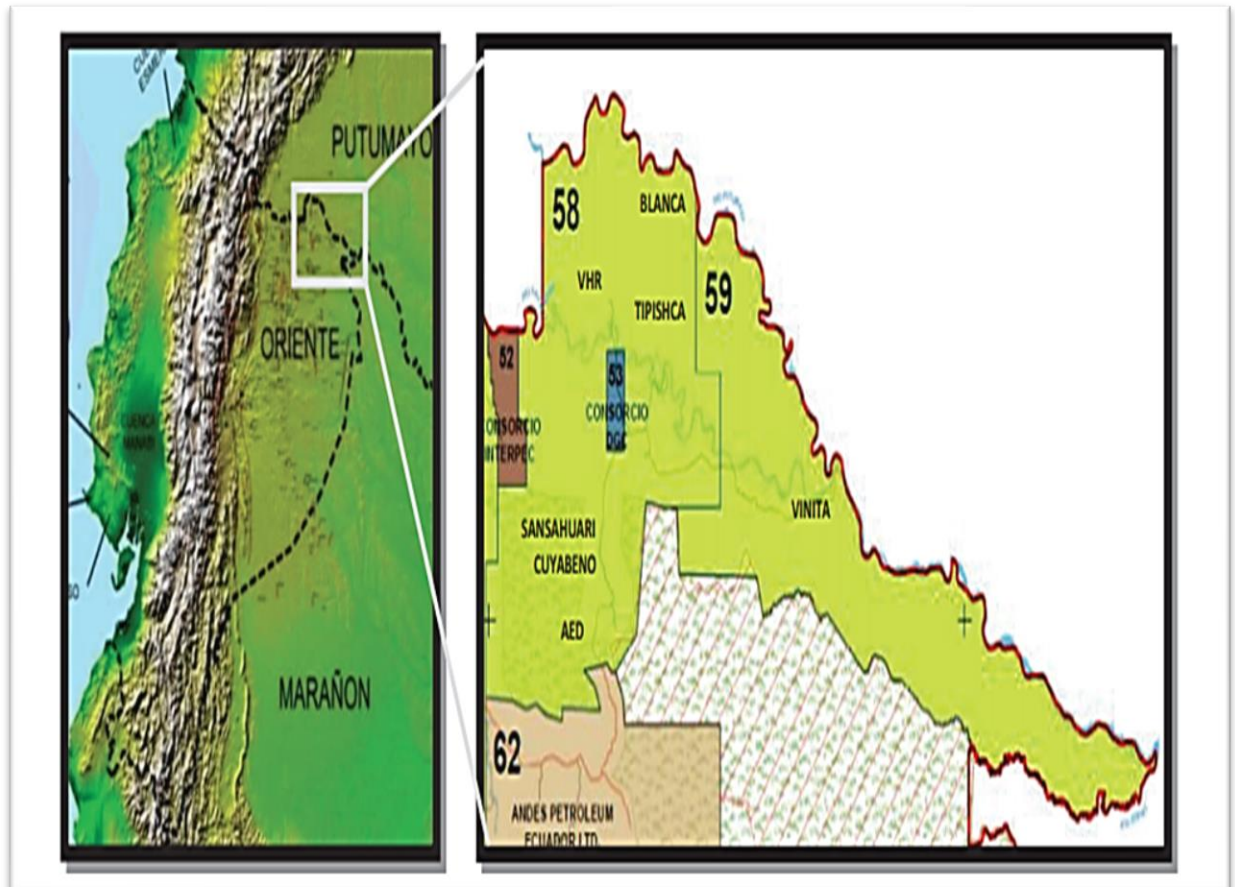


Figura 1.1: Mapa Ubicación Cuyabeno
Fuente: Departamento Producción Petroamazonas

1.2.3 Estructura y Estratigrafía

El campo Cuyabeno está estructurado en un anticlinal alargado de aproximadamente 16km de longitud dirección Norte-Sur. El pliegue se encuentra cortado al oeste por una falla inversa de un salto de 375 pies, la cual es de carácter sellante y representa el límite oeste de los reservorios.

Los reservorios del área Cuyabeno pertenecen al periodo Cretácico Medio Superior y están situados en la formación Napo e identifica como arenas principales: “U” inferior, “U” superior y la arena “T” superior. Tiene una K promedio de 710 mD y una ϕ promedio de 17%.

La formación Napo representada por una secuencia de areniscas, calizas y lutitas, alcanza un espesor promedio de 940 pies. Los principales reservorios de interés hidrocarburífero, en el campo Cuyabeno- Sansahuari, son: Basal Tena, “U” Superior, “U” Media, “U” Inferior, “T” Superior y “T” Inferior. En la siguiente figura 1.2, se indica el mapa estructural de la arenisca “U” Inferior. (Petroamazonas EP, 2018)

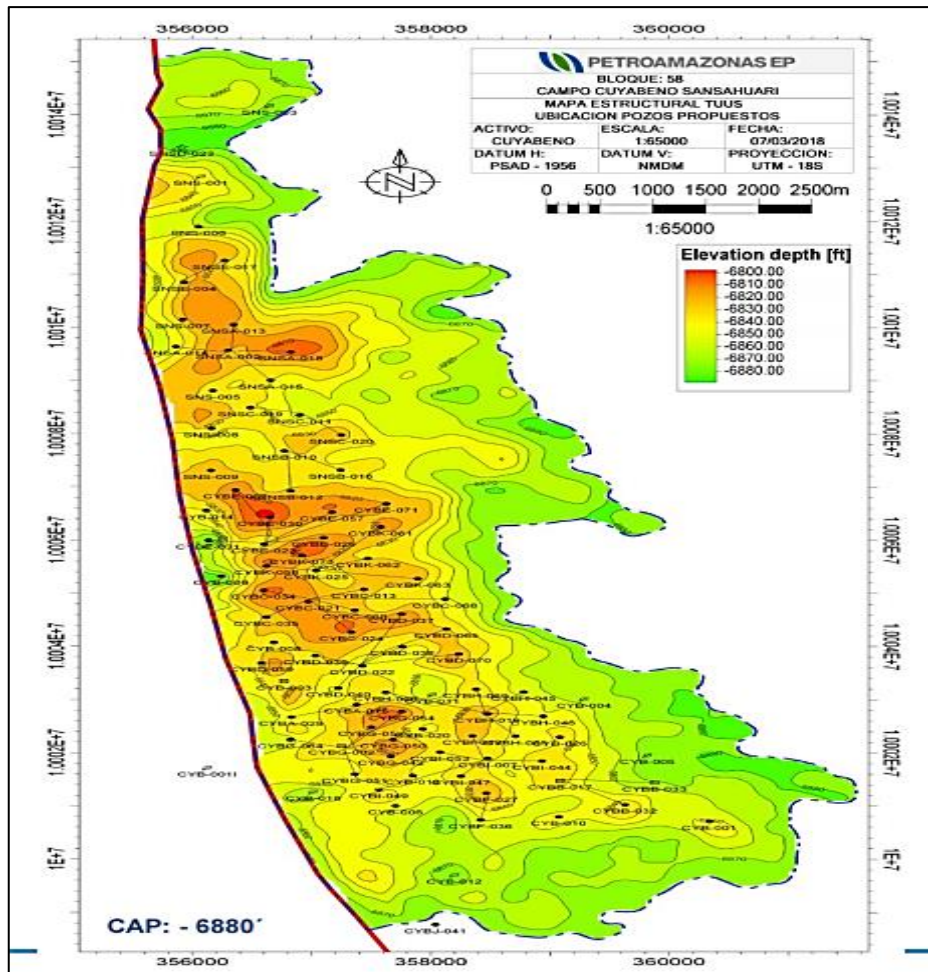


Figura 1.2: Reservorio Napo “U” Superior
Fuente: Campos Oil & Gas 2018

1.2.4 Formaciones Productoras

Las formaciones del bloque 58 y 59 están definidas de acuerdo con toda el área que conforman y están divididas por campo y arenas productoras conforme a la tabla 1.1:

Tabla 1.1: Arenas Productoras Bloque 58 y 59
Elaboración: Edison Lima

RESERVORIOS PRODUCTORES BLOQUE 58	
CAMPO	RESERVORIOS
BLANCA	T
CUYABENO	Us, Um, Ui, Ts
SANSAHUARI	Us, Um, Ui, Ts
TIPISHCA	Us, Ui, M1
VÍCTOR HUGO RUALES (VHR)	BT, Us, Um, Ui, Ts, Ti, M1, M2
VINITA	M1

Fuente: Departamento Producción Petroamazonas

1.3 GAS ASOCIADO DE PETRÓLEO

El gas asociado de petróleo es un recurso no renovable, que se puede encontrar disuelto directamente en el crudo, o también como gas libre en la parte superior del yacimiento. Llega a superficie por la extracción y se gasifica de nuevo con la caída de presión es decir es el gas producido juntamente con el petróleo. (Latorre, 1996)

El gas asociado es quemado a través de instalaciones especializadas de combustión llamadas quemadores (flare stacks). La quema de gas es un proceso que se lo realiza continuamente, periódicamente o en intervalos breves.

1.3.1 Gas Libre

Es producido sin petróleo y existe en el yacimiento en fase gaseosa, encima de la fase líquida y forma un casquete por debajo del sello superior en la trampa yacimiento. (Latorre, 1996)

Cuando la presión de formación cae por debajo del punto de burbujeo, el gas se transforma. El gas libre permanece en la parte superior del reservorio por densidad, cuando el reservorio corresponde a un casquete de gas que ejerce presión sobre el crudo. (Cronquist, 2001)

1.3.2 Gas Disuelto

El gas está en solución con el crudo a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, además la cantidad de gas disuelto en el petróleo hace que se incremente el volumen y gravedad API en el crudo, y reduce la viscosidad y tensión superficial del crudo. (Cronquist, 2001)

1.3.3 Gas Ácido

De acuerdo con la composición, el gas ácido contiene cantidades apreciables de ácido sulfhídrico H_2S y anhídrido carbónico CO_2 , el gas ácido contiene más de 6 mg/m^3 de sulfuro de hidrógeno. (Latorre, 1996)

Puede formar ácidos en presencia de agua, lo que produce corrosión. (Cáceres, 2000)

1.3.4 Gas Dulce

El gas dulce se define como aquel que, dentro de su composición, ha sido eliminado de ácido sulfhídrico H_2S y anhídrido carbónico CO_2 , es decir un gas más limpio y eficiente. (Cáceres, 2000)

Contiene menos de 6 mg/m^3 de sulfuro de hidrógeno. (Latorre, 1996)

1.4 PROPIEDADES DEL GAS

El gas asociado al ser una mezcla de hidrocarburos tiene propiedades de un gas natural, es decir es inodoro e incoloro. Además, posee características que lo hacen corrosivo, aunque por lo general no es tóxico. (Cáceres, 2000)

Es considerado combustible limpio en comparación con otros combustibles. Sus emisiones de óxidos de nitrógeno como de dióxido de carbono son inferiores a la de otros combustibles fósiles.

El gas tiene varias propiedades entre las cuales se destacan: la densidad relativa, inflamabilidad y poder calorífico.

1.4.1 Densidad Relativa

Depende de la composición del gas y está definida como la relación de la densidad absoluta del gas y la densidad del aire seco a las mismas condiciones de presión y temperatura.

También se la conoce como gravedad específica; la densidad relativa de la mezcla en el gas natural de 0,6.

Su promedio de densidad relativa puede variar, dependiendo de los compuestos que lo constituyen, como se indica: el metano tiene una densidad 0,55 y el butano por su parte tiene una densidad de 2 o más. (Pozo, 2012)

1.4.2 Inflamabilidad

La inflamabilidad es una medida de la capacidad que presenta un gas, líquido o sólido para entrar en combustión, depende de un conjunto de condiciones de presión y temperatura específicas de cada gas.

La combustión es una reacción de oxidación de un combustible con un oxidante, denominado comburente. En la mayoría de los casos, el comburente es el oxígeno del aire. (Pozo, 2012)

1.4.3 Poder Calorífico

Cantidad de calor liberada en la combustión completa en aire de la unidad de masa de un combustible (BTU/SCF). Se subdivide en el poder calorífico superior (PCS), que se define como el calor desprendido en la combustión por unidad de volumen, con condensando del vapor de agua producto de dicha combustión. (Latorre, 1996)

Por otra parte, el poder calorífico inferior (PCI) es el calor desprendido por la combustión de una unidad de volumen, sin condensación del vapor de agua.

En término medio el poder calorífico del gas natural bordea las 1045.044 BTU/SCF, la ecuación 1.1 muestra la relación de energía por unidad de masa.

$$PC = \frac{\text{Energía desprendida por un combustible(calor)}}{\text{Unidad de masa o Volumen}}$$

Ecuación 1.1: Poder calorífico

El poder calorífico en los gases es una propiedad fundamental para tener una eficiente combustión y proporciona el concepto de calidad de un gas. (Latorre, 1996)

En la tabla 1.2 se muestra el poder calorífico de algunos combustibles más usados en la industria:

Tabla 1.2: Poder Calorífico de principales combustibles
Elaboración: Lima Edison

PODER CALORÍFICO DE GASES COMBUSTIBLES		
COMBUSTIBLE	BASE VOLUMÉTRICA	UNIDADES
GAS NATURAL	1089	BTU/ft ³
GAS DE REFINERÍA	1584	BTU/ft ³
HIDRÓGENO	343	BTU/ft ³
PODER CALORÍFICO DE LÍQUIDOS COMBUSTIBLES		
CRUDO	138350	BTU/ gal
CRUDO RESIDUAL	150110	BTU/ gal
DIESEL	137380	BTU/ gal
GASOLINA	124340	BTU/ gal
GLP	91410	BTU/ gal
METANOL	65200	BTU/ gal

Fuente: Revista Magasín (Promigas)

1.4.4 Composición del Gas asociado

El gas asociado al ser una mezcla de hidrocarburos tiene varios compuestos, la composición depende del tipo de yacimiento.

Principalmente está constituido por metano y otros hidrocarburos como etano, propano y butano como se indica en la tabla 1.3. Contiene cantidades grandes de dióxido de carbono (CO₂) y en algunos casos de ácido sulfhídrico y nitrógeno, el análisis composicional se realiza a partir de cromatografías. También contiene gases nobles y metales pesados, los componentes dependen los principalmente de la región geográfica, así como del tipo y profundidad del yacimiento y pueden variar considerablemente. (Pieprzyk, 2015)

Tabla 1.3: Composición general del gas natural asociado
Elaboración: Lima Edison

Componente	Composición %
Metano	91-95
Etano	2-6
Dióxido de Carbono	0-2
Propano	0-2
Nitrógeno	0-1

Fuente: Innergy Soluciones Energéticas 2000

1.4.5 Compresibilidad del Gas (Z)

Está definido como la relación entre el volumen que ocupa el gas real y la que ocuparía la misma cantidad de gas ideal. El factor de compresibilidad Z está en función del origen o composición del gas, además de la presión y temperatura en el que se encuentre. Para el caso de una mezcla de hidrocarburos en el gas natural se utilizan condiciones, la presión y temperatura seudo - reducidas referenciadas a la presión y temperatura seudo –críticas. (Beggs, 1984)

El factor de compresibilidad del gas (z) es un valor experimental y de acuerdo con el Teorema de los Estados Correspondientes, todos los gases poseen los mismos factores de compresibilidad, si se miden bajo idénticas condiciones reducidas de presión y temperatura. (Beggs, 1984)

Definiendo condición reducida como se indica en la ecuación 1.2:

$$Tr = \frac{T}{Tc} \qquad Pr = \frac{P}{Pc}$$

Ecuación 1.2: Ecuaciones seudo reducidas

Dónde:

Tc: Temperatura crítica

Pc: Presión crítica

1.4.6 Cromatografía del Gas

El análisis de cromatografía de un gas es una herramienta de evaluación, además que suministra información de la composición de los gases mediante un método físico de separación de componentes.

Utiliza una técnica analítica que permite separar mezclas de compuestos fácilmente volatilizables y térmicamente estables en sus componentes individuales. En todas las separaciones cromatografías, la muestra se desplaza con una fase móvil, a través de una fase estacionaria, con la que es inmisible fijada a una columna o a una superficie sólida. Las dos fases se eligen de tal forma que los componentes de la muestra se distribuyan de modo distinto entre ambas. (Linde, 2001)

La cromatografía utiliza gases portadores cuya única función es la de transportar el analito a través de la fase estacionaria. El gas portador debe ser químicamente inerte y no reaccionar ni con los analitos a determinar ni con la fase estacionaria de la columna que es analizada en el cromatógrafo.

A la cromatografía también se le considera como un conjunto de técnicas basadas en el principio de adsorción selectiva, cuyo fin es separar los componentes de una mezcla gaseosa.

1.5 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN PARA EL TRATAMIENTO DEL GAS ASOCIADO

Las facilidades utilizadas en un campo petrolero son una parte fundamental en el manejo de los fluidos que salen de los pozos. Las facilidades tienen una configuración general, que puede variar de acuerdo con las necesidades del campo, en diferentes procesos de tratamiento del crudo y posteriormente del gas.

Para el tratamiento óptimo del gas que sale de la extracción de crudo, en una estación de producción se realiza una serie de procesos, entre los cuales están:

- Proceso de recolección
- Proceso de separación
- Proceso de deshidratación
- Proceso de quema y venteo
- Proceso de generación eléctrica

Los procesos mencionados, son fundamentales en el tratamiento del gas luego de la extracción del crudo en los pozos de petróleo. Por lo tanto, para que sea posible el desarrollo de los procesos se utilizan equipos distribuidos de manera sistemática en una estación de producción.

La configuración principal de equipos que se utilizan para el tratamiento de gas en las instalaciones de superficie está constituida de los siguientes elementos:

1.5.1 Manifold (Múltiple de Producción)

El manifold es un arreglo de tuberías que recolecta los fluidos de la producción proveniente de los diversos pozos en una estación de producción. Está constituido por un conjunto de arreglos de tuberías y válvulas que permiten controlar, enviar y distribuir el fluido a una estación de producción. Los múltiples de producción y prueba están diseñados por normas ANSI y API. (Barberii, 1998)

Específicamente, el manifold recolecta la producción proveniente de las plataformas a través de líneas de flujo que se conectan en una central de proceso. El manifold también se encarga de distribuir el fluido hacia los separadores y poner los pozos a prueba de forma individual. (Creus, 1993)

Es operado por trabajadores de una estación de producción de forma manual o en forma automática con controles de tiempo.

1.5.2 Separadores de Producción

Los separadores de producción que son recipientes cerrados esféricos o cilíndricos que trabajan a presión en los cuales son separadas tres fases del fluido, en las que se encuentra el crudo, la figura 1.3 muestra un separador, existen de dos tipos; bifásicos y trifásicos. (Barberii, 1998)

Un separador de trifásico puede ser horizontal o vertical además se lo clasifica de acuerdo con su función:

Separadores de prueba: son utilizados para diagnosticar problemas del pozo, evaluar el rendimiento de producción de pozos individuales y manejar las reservas adecuadamente, además que miden la cantidad del gas, crudo y el agua de la producción.

Separadores de producción: toda la producción de crudo que llega al manifold es enviada a este tipo de separador, para el proceso de separación por segregación gravitacional de los fluidos.

Después de separar el crudo en las tres fases en las que se encuentra al salir del pozo: agua, gas y petróleo, son enviados por tuberías diferentes, es decir por una línea de flujo específica.



Figura 1.3: Separador de Producción
Fuente: Mantenimiento PAM

1.5.3 Sistema de Inyección de Químicos

El sistema de inyección de químicos es un conjunto de tanques y bombas que se encargan de almacenar, medir, bombear y distribuir los diferentes tipos de productos químicos que ayudan en la separación de las fases del fluido. Además, en la industria petrolera se utilizan con el fin de evitar problemas de corrosión en tuberías y optimizar el proceso de separación en una estación de producción. (Petroamazonas EP, 2018)

1.5.4 Bota Desgasificadora

Es un separador vertical bifásico que separa el gas remanente que viene de los separadores. Cuenta con extractor de niebla que separa las partes líquidas del gas ascendente, la separación se efectúa debido a la caída de presión que se produce antes del ingreso del tanque bota. El proceso se da con la ayuda de un baffle deflector que disminuye la velocidad del fluido para la separación de las fases. La figura 1.4 muestra una ilustración de una bota de gas.

Una vez el fluido está en el interior del recipiente metálico, el gas es evacuado por la salida, que está regulada aguas abajo por una válvula de control de presión. La misma que se comunica por la línea al equipo directamente con los mecheros para que el exceso de gas que es quemado. (Gualdron, 2014)



Figura 1.4: Bota de Gas
Fuente: Mantenimiento PAM

1.5.5 Knock Out Drum (KOD)

El Knock Out Drum, es un dispositivo separador vertical u horizontal que se ubica antes de los Flares (mecheros), se encarga de eliminar líquidos y condensados presentes en el gas. El KOD también almacena el agua libre que ocasiona problemas como: corrosión, formación de hidratos o emulsiones herméticas, que no son fáciles de romper. (BÜCHI, 2016)

1.5.6 Scrubber de Gas

Es un recipiente cilíndrico metálico que separa el gas de la fase líquida, el proceso de secado del gas se produce mediante una separación mecánica. En un scrubber la relación del gas líquido es muy alta y precipita los condensados. El vapor de agua que son arrastrados a la salida por válvulas que lo conectan al sistema de purga. (BÜCHI, 2016)

1.5.7 Filtros Coalescentes

La función principal de los filtros coalescentes es eliminar de los fluidos gaseosos las partículas submicrónicas o nieblas de aceite y agua, con tamaños menores a 2 micras y con una eficiencia del 99,97% en el rango de 0,3 a 0,6 micras. (Muñoz, 2013)

El diseño de los filtros coalescentes se muestra en la figura 1.5 a continuación:

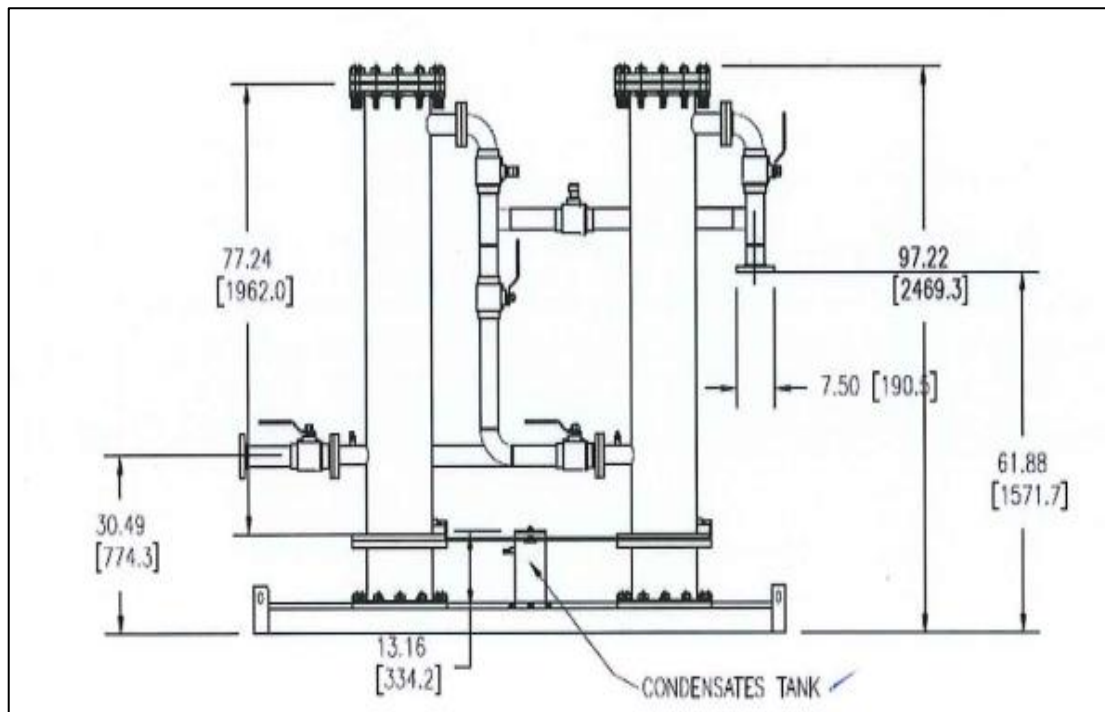


Figura 1.5: Filtro Coalescente

Fuente: FIC PAM

1.5.8 Sistema de Venteo

El sistema de las operaciones de venteo funciona mediante un sistema de líneas de flujo, que transportan el gas y lo tratan para su posterior quema en los mecheros. Los gases que envían no son visibles, pero en ocasiones causan ruido dependiendo de la presión y el caudal del gas que está siendo liberado. Las operaciones de venteo son seguras, cuando el gas es liberado a altas presiones. Debido a que el gas es más liviano que el aire, el mismo promueve una mejor mezcla, entre los gases hidrocarburos con el aire, disminuyendo la concentración y la probabilidad de explosión. (Henderson, 2015)

Las operaciones de la liberación de gas natural plantean que los procesos de venteo generan principalmente gas metano y son útiles cuando el gas contiene altas concentraciones de gases inertes, y cuando no se tiene el contenido suficiente de hidrocarburos para tener una quema eficiente.

1.5.9 Mecheros de Gas (flares)

Los mecheros de gas son considerados un sistema que realiza la combustión o quema de forma controlada y segura del gas, que no puede ser utilizado por razones técnicas o comerciales. Deben estar diseñados para realizar una combustión de gas ambientalmente aceptable, dentro de la capacidad del sistema de quema. En su diseño se tiene en cuenta la estabilidad de la llama, la seguridad de ignición y la reducción del ruido. La capacidad máxima de los mecheros está limitada por la caída de presión que debe ser contrarrestada. La quema controlada en los mecheros protege los equipos de muchas instalaciones de extracción de gas y petróleo de los peligros de las sobrepresiones. (Delgado, 2018)

1.5.10 Tanque acumulador de Gas

El acumulador es un tanque horizontal o vertical de acero, que almacena aire comprimido o gas según sea la necesidad de utilización. Por lo general este acoplado a un compresor que suministra la presión de almacenamiento. La función principal de un acumulador consiste en estabilizar la presión del gas comprimido y busca que las oscilaciones de la presión se mantengan en niveles mínimos, debe instalarse juntamente con un sistema de compresión. (Duque, 2015)

Otra función que tiene es depurar el gas, es decir realiza una separación bifásica lo que permite eliminar condensados a través de su sistema de purga.

1.5.11 Quema de Gas

El exceso de gas generado en el proceso de extracción y procesamiento del crudo de petróleo es quemado en los mecheros (flares), cuando no se tiene la infraestructura in situ para darle un óptimo uso.

En la actualidad se están realizando esfuerzos para eliminar la quema de gas, por esto se lo aprovecha en la reinyección del gas en el reservorio para la extracción de petróleo crudo. Para evitar la mala utilización del gas también se lo utiliza in situ como combustible en la generación de electricidad. La quema de gas provoca emisiones de dióxido de carbono, metano y sustancias tóxicas que afectan adicionalmente el clima a través de emisiones de hollín. (Henderson, 2015)

1.6 MÉTODOS PARA REALIZAR ANÁLISIS DE RIESGOS

1.6.1 Descripción de Riesgo

La definición riesgo, expresa la posibilidad de pérdida de la vida, contratiempo o daño a las personas y la propiedad. (LLanes, 2001)

Para realizar valoraciones comparativas de riesgo de accidentes se emplea la siguiente definición técnica, ecuación 1.3:

$$R = F \cdot C$$

Ecuación 1.3: Riesgo

Dónde:

R: está definido como el riesgo expresado en consecuencias por unidad de tiempo;

F: es la frecuencia de ocurrencia del evento al que se asocia el riesgo, expresada en eventos por unidad de tiempo;

C: es la magnitud del evento, expresada en consecuencias por evento.

1.6.2 Métodos de Análisis de Riesgos

El análisis de riesgos es una revisión de los procesos o proyectos donde se identifican y jerarquizan los riesgos, de manera cualitativa o le dan un nivel de cuantificación. La técnica se utiliza para identificar sus consecuencias, la probabilidad de ocurrencia y los posibles métodos de mitigación. La función principal es identificar los potenciales tipos de riesgos y así decidir las acciones y las etapas adicionales que se deben implementar. (Leza, 2009)

Los métodos de análisis más utilizados en la industria química y petrolera son:

- Lista de Chequeo (Check List.)
- Qué pasaría si (What If)
- Análisis de riesgos cuantitativos (QRA)
- Análisis de riesgos y operatividad (HAZOP)
- Análisis de modos y efectos de falla (FMEA)
- Análisis de árbol de fallas (FTA)
- Identificación de peligros (HAZID)

1.6.3 Lista de Chequeo (Check List)

Lista de Chequeo (Check List) es una herramienta metodológica formada por un conjunto de ítems, factores, propiedades, aspectos, componentes, criterios, dimensiones o comportamientos. Los mismos que se deben tomar en cuenta, para realizar una tarea, controlar y evaluar detalladamente el desarrollo de un proyecto o actividad. Los componentes se ordenan de manera coherente, para que se determine de forma efectiva la presencia o ausencia de los elementos individuales, enumerados o por porcentaje de cumplimiento u ocurrencia. (Cardona, 2009)

La lista puede ser desarrollada con experiencias operacionales realizadas en estudios e informes anteriores, puede ser empleada por el personal para dar un seguimiento de actividades diarias que generen peligro.

1.6.4 Qué Pasaría Si (What If)

Es una herramienta que se basa en la desviación del diseño, modificaciones y operación de una instalación industrial o eléctrica. Se la puede aplicar a cualquier instalación, área, proceso o instrumentación del equipo, etc. Se formulan preguntas que se aplican a los proyectos; así como a plantas en operación, comúnmente se la utiliza en modificaciones de instalaciones ya existentes. Para aplicar el método se utiliza palabras guía combinada con la frase "QUE PASARÍA SI" para generar desviaciones de las operaciones normales. (Bravo et al., 2005)

1.6.5 Análisis de Riesgos Cuantitativos (QRA).

El QRA es una metodología que cuantifica la probabilidad de ocurrencia de ciertos sucesos, así como los efectos del mismo. El valor numérico obtenido mediante el análisis cuantitativo de riesgos puede compararse con criterios de aceptación establecidos de forma reglamentaria o estimados como válidos; en un contexto de buenas prácticas de actividades industriales. (Leza, 2009)

1.6.6 Análisis de riesgos y operatividad (HAZOP).

El análisis de riesgos y operatividad (HAZOP), es un estudio que se fundamenta en revisar en forma metódica y ordenada el proceso, la operación, la localización de los equipos; y del personal en las instalaciones; la acción humana (rutinaria o no) y los factores externos, revelando las situaciones riesgosas.

El estudio debe ser desarrollado por un equipo multidisciplinario de expertos que propongan ideas y coordinado por un especialista con experiencia en el tipo de instalaciones que se analizaran.

El propósito del análisis es definir, cómo un proceso puede apartarse de sus condiciones de diseño y sus condiciones normales de operación, planteando las posibles desviaciones que pudieran ocurrir. La técnica de HAZOP tiene como objetivo principal identificar los potenciales riesgos en las instalaciones y evaluar los problemas de operatividad. Aunque la determinación de riesgos; es la base del método; los problemas de operatividad deben ser evidenciados cuando éstos tienen impacto negativo en la rentabilidad y funcionalidad de la instalación o conducen también a riesgos. Los escenarios peligrosos se especifican para el personal, instalaciones, terceras partes y medio ambiente, y las situaciones que derivan en una pérdida de producción. (Freedman, 2003)

1.6.7 Análisis de modos y efectos de falla (FMEA).

Es una herramienta estructurada para la prevención de los defectos a través del análisis y de las maneras que pueden fallar los procesos o equipos, sus posibles efectos y estudios. Además de las causas que provocan esos modos de fallos, para decidir qué acciones tomar en función del nivel de riesgo. (Bravo et al., 2005)

Se le considera a este análisis, un ordenamiento en tablas de los componentes y los efectos que se derivan del fallo de los equipos. La causa (modo) que se generó para que falle el equipo y las consecuencias o efectos que se puedan dar a la falla.

1.6.8 Análisis de árbol de fallas (FTA)

El análisis de árbol de fallas es un método deductivo que parte de la previa clasificación de un acontecimiento no deseado o circunstancia que se pretende evitar, sea éste un accidente de gran magnitud (explosión, fuga, derrame, etc.).

Ya sea un suceso de menor importancia (fallo de un sistema de cierre, etc.) para averiguar en ambos casos los orígenes de los mismos. El método FTA representa de manera sistemática y lógica las combinaciones de las situaciones que pueden dar lugar a un evento a evitar. (Favaro et al., 1990)

Las mismas que conforman niveles sucesivos de tal manera que cada suceso esté generado a partir de sucesos del nivel inferior, siendo el punto de unión entre niveles la existencia de "operadores o puertas lógicas".

El árbol se desarrolla en sus distintas ramas hasta alcanzar una serie de "sucesos básicos", denominados así porque no precisan de otros anteriores a ellos para ser explicados. También alguna rama puede terminar por alcanzar un "suceso no desarrollado" en otros, sea por falta de información o por la poca utilidad de analizar las causas que lo producen. Un análisis por árbol de fallos para tener un resultado positivo debe ser desarrollado por personal profundamente conocedor de las instalaciones o procesos a analizar.

A su vez deben conocer el método sumado a la experiencia en su aplicación, para ello es necesario constituir equipos de trabajo pluridisciplinarios (técnico de seguridad, ingeniero del proyecto, ingeniero de proceso, etc.) (Ramos, 1990)

1.6.9 Identificación de peligros (HAZID)

El HAZID (Hazard Identification) es un estudio formal para la identificación de riesgos y peligros utilizando una herramienta de identificación de riesgos externos, para ejecutar los controles requeridos en una operación o instalación. El estudio se basa en una identificación de riesgos cuando ya se dispone de gran parte de la información del diseño del proyecto, como diagramas de flujo de procesos, borradores de los balances de masa y temperatura, hojas de planos, entre otros.

Para la aplicación de esta metodología, también serán necesarios datos geotécnicos, ambientales y de infraestructuras existentes, ya que éstos constituyen una fuente de riesgos externos. Sumado a métodos cualitativos como semicuantitativos, esta técnica puede ser aplicada durante el diseño de las instalaciones, la construcción y la puesta en marcha de las mismas. (Favaro et al., 1990)

Las principales ventajas de un estudio HAZID, son la correcta identificación de riesgos y su gestión en una fase temprana del diseño de una instalación. El análisis HAZID, permite registrar y solventar los riesgos para poder evitarlos, mitigarlos o ponerlos de relieve; durante el diseño del proyecto buscando soluciones de cara al cumplimiento de reglamentación legislativa y de gestión. Además, se eliminan los retrasos de diseño o construcción que afectan al presupuesto del proyecto. A través de la técnica HAZID se identifican las medidas a ser implementadas para reducir o eliminar todo riesgo que no es considerado aceptable. Los estudios HAZID, proporcionan un entorno en el que las personas pueden utilizar su experiencia y habilidades para evaluar riesgos o problemas operacionales que pueden llegar a generarse. (Canale, 2016)

CAPÍTULO II

2 DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DEL CASO

2.1 PROCESOS PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS ESTACION CUYABENO

El campo Cuyabeno tiene una producción de 81621 BFPD, fluido que es enviado por líneas de transporte hacia la estación, mencionada producción proviene de 53 pozos activos que utilizan dos métodos diferentes de levantamiento para su extracción. Al presente tiene 48 pozos que producen mediante bombas electro sumergibles (BES) y 5 que producen mediante el método de levantamiento hidráulico Power Oil.

El proceso para la obtención del gas asociado como combustible y posterior utilización en la generación eléctrica comienza, con una serie de etapas desarrolladas en las facilidades de la estación Cuyabeno.

El proceso inicia con la etapa de recolección, luego de la extracción del crudo que proviene de los pozos en las diferentes plataformas, distribuidas en el área del campo Cuyabeno. Posteriormente el crudo es recolectado por el múltiple de producción, que lo distribuye hacia el proceso de separación.

Mencionado proceso se desarrolla en los separadores trifásicos de prueba y producción, en donde la mezcla de petróleo, agua y gas es separada y enviada por tres líneas de flujo. La mezcla de agua y petróleo es enviada hacia el proceso de deshidratación en la bota de gas. El gas por su parte es enviado hacia los depuradores de gas, que luego lo distribuyen y envían en dos ramales como se indica:

Un determinado volumen hacia el área de venteo, donde es quemado en los mecheros. Otra parte del volumen se envía hacia el área de generación eléctrica, para su posterior tratamiento y utilización como combustible en la planta de generación a gas en los grupos electrógenos.

Luego de realizados los procesos mencionados, se desprende una producción de: agua 61630 BAPD, de petróleo 19990 BPPD y 1820 MSCF de gas.

Los procesos de recolección, separación, deshidratación, venteo y tratamiento del gas en las facilidades de producción de la estación se describen en el diagrama de flujo de la estación (Anexo 1).

La descripción de los equipos de producción forma parte importante para conocer la configuración de la estación, los equipos en las facilidades de producción del campo Cuyabeno se describen como se indica.

2.2 EQUIPOS PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS

Las facilidades de producción que se utilizan para el tratamiento del gas en la estación Cuyabeno se detallan a continuación.

2.2.1 Múltiple de Producción (Manifold)

El proceso inicia con la recepción del crudo en el múltiple de producción de la estación Cuyabeno, que recepta la producción de 53 pozos activos provenientes de las plataformas. El manifold de producción M -15100 tiene líneas de crudo de 4", 6" y 8" que distribuyen el flujo hacia los separadores de prueba y de producción en el área como se detalla en la figura 2.1:

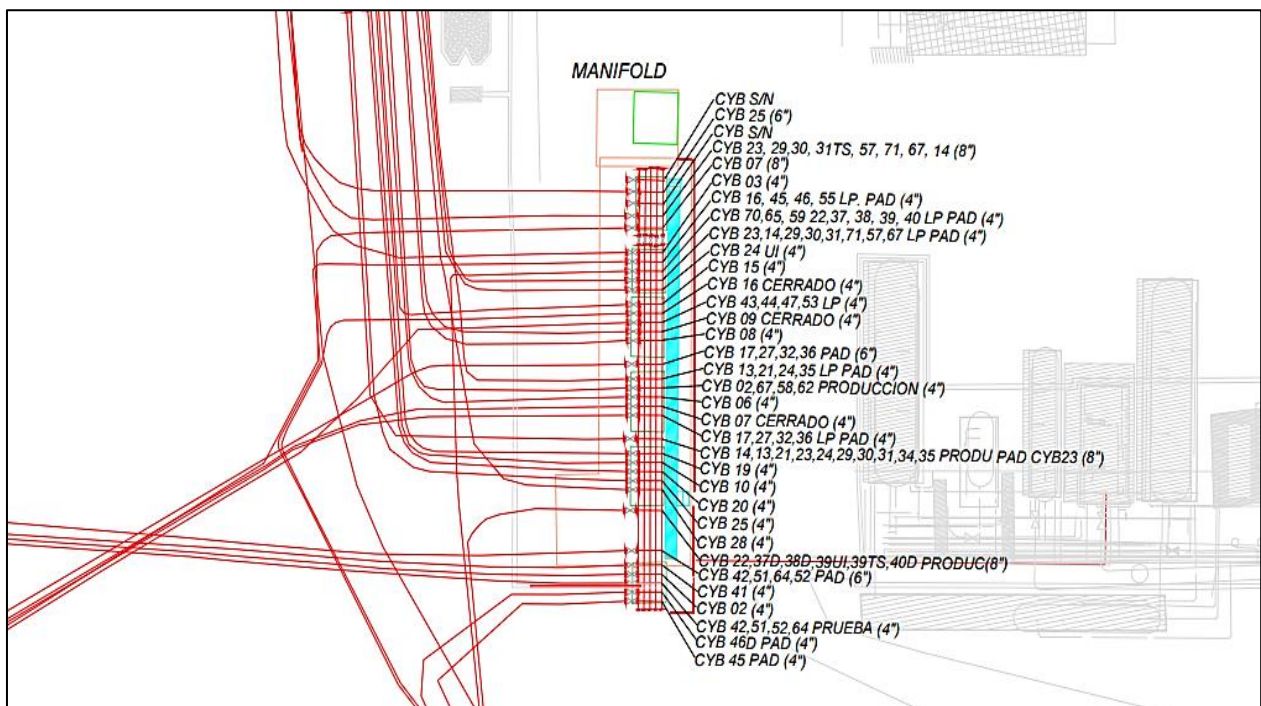


Figura 2.1: Líneas de flujo hacia el Manifold

Fuente: FIC Petroamazonas

2.2.2 Separadores de Producción

En la estación existen 7 separadores horizontales (2 de prueba: capacidad 5000 BFPD y 5 de producción con capacidad de 35000, 25000, 20000 BFPD) que operan a una presión de salida en un rango de (26.6 - 27.1) psia y a una temperatura de (125-150) °F, los cuales reciben fluido para ser separado en sus fases: petróleo, agua y gas.

El fluido es enviado de acuerdo con la capacidad de cada separador, posteriormente cada fase es enviada por tres líneas diferentes, como se muestra en el esquema de la figura 2.2.

La fase gaseosa, es enviada por su respectiva línea hacia los depuradores de gas que se encuentran cerca de los tanques de lavado en la estación.

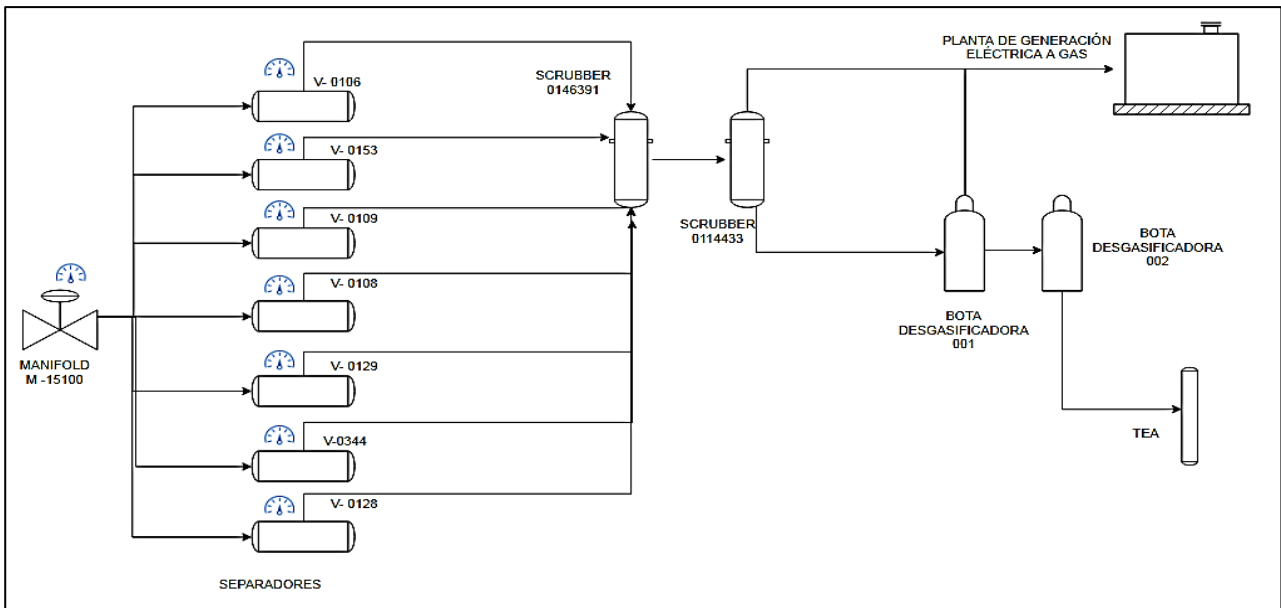


Figura 2.2: Esquema de Separadores Estación Cuyabeno

Fuente: Operaciones PAM

Elaboración: Lima Edison

2.2.3 Depurador de Gas (Scrubber)

Los depuradores de gas o scrubber instalados en la estación (figura 2.3), limpian y envían el gas por las líneas que distribuyen el gas para: la generación eléctrica y para el sistema de venteo donde es quemado en los mecheros. En la estación están instalados tres depuradores de gas verticales CAF 0114432, 0114433, 0146391, (2 con una altura de 15' 28", 1 con una altura de 24' 0") y un diámetro nominal de 26", una presión de operación de 26psig.



Figura 2.3: Depuradores de gas Estación Cuyabeno

Fuente: Mantenimiento PAM

2.2.4 Sistema de Inyección de Químicos

En Cuyabeno el sistema de inyección se ubica en la zona Sur de la estación, está conformado por un Skid de bombas de inyección y tanques que distribuyen los químicos para los tanques de lavado, separadores y para el sistema de levantamiento Power Oil. Están instaladas una serie de bombas de desplazamiento positivo, unidas a los tanques por líneas de 2' ¾" y 2' ½".

Están distribuidos por tipo de químico como se detalla en la tabla 2.1:

Tabla 2.1: Skid de Químicos
Elaboración: Edison Lima

QUÍMICO	DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD	DIMENSIÓN TANQUE
Antiparafínico	T-001 T-002	1000 L	3' W; 3' 8"H; 3' 3" L
Demulsificante	T-003 T-006	1000 L	3' W; 3' 8"H; 3' 3" L
Dispersante de sólidos	T-004	1000 L	3' W; 3' 8"H; 3' 3" L
Antiespumante	T-005	1000 L	3' W; 3' 8"H; 3' 3" L
Demulsificante	T-007 T-008	1300 L	3' W; 3' 8"H; 3' 9" L
Inhibidor de corrosión	T-009	1000 L	3' W; 3' 8"H; 3' 3" L
Antiescala	T-010	1000 L	3' W; 3' 8"H; 3' 3" L
Surfactante	T-011	1000 L	3' W; 3' 8"H; 3' 3" L
Biocida	T-012 T-013	1000 L	3' W; 3' 8"H; 3' 3" L

Fuente: FIC PAM

2.2.5 Bota Desgasificadora

En la estación Cuyabeno están instaladas 2 botas desgasificadoras ubicadas en el área de tanques de lavado parte Sur de la estación, con descripción BG-001 y BG.002 con capacidad de 1.68 Mscfd cada una como se describe en el esquema de la figura 2.4.

Envían el gas al sistema de venteo y el petróleo a los tanques de lavado, que operan a una presión de diseño desde (0.1-50.0) psig y una temperatura de (140 - 190) °F.

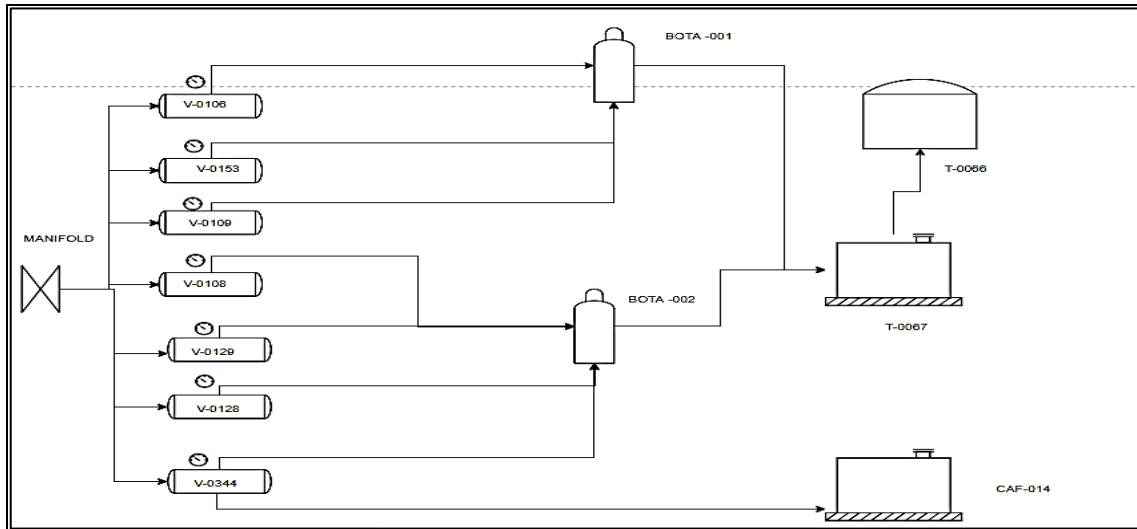


Figura 2.4: Esquema de las botas desgasificadoras

Fuente: FIC PAM

Elaboración: Lima Edison

2.2.6 Sistema de Venteo

La estación Cuyabeno, cuenta con un sistema de venteo de alta presión y de baja presión (figura 2.6), con dos KOD de 10000 BFPD; cada uno con una presión de diseño de 100 psig a 100°F; y operativos a una presión de 5 psig; y temperatura 103°F.

El sistema está conectado mediante líneas de 6" y 10" a los flares en la figura 2.5 (tea de alta, tea de baja) por medio de los cuales es quemado el 72.2 % de gas asociado de la estación. El 22.8% restante, es enviado como combustible para generación eléctrica, optimizando el área de generación con el uso del gas, que es considerado un recurso no renovable. La iniciativa para la utilización del gas como combustible está a cargo del área de EE (Eficiencia Energética) y OGE (Optimización de Generación Eléctrica, la cual monitorea constantemente todo el sistema operativo de venteo.



Figura 2.5: Mecheros

Fuente: Mantenimiento PAM

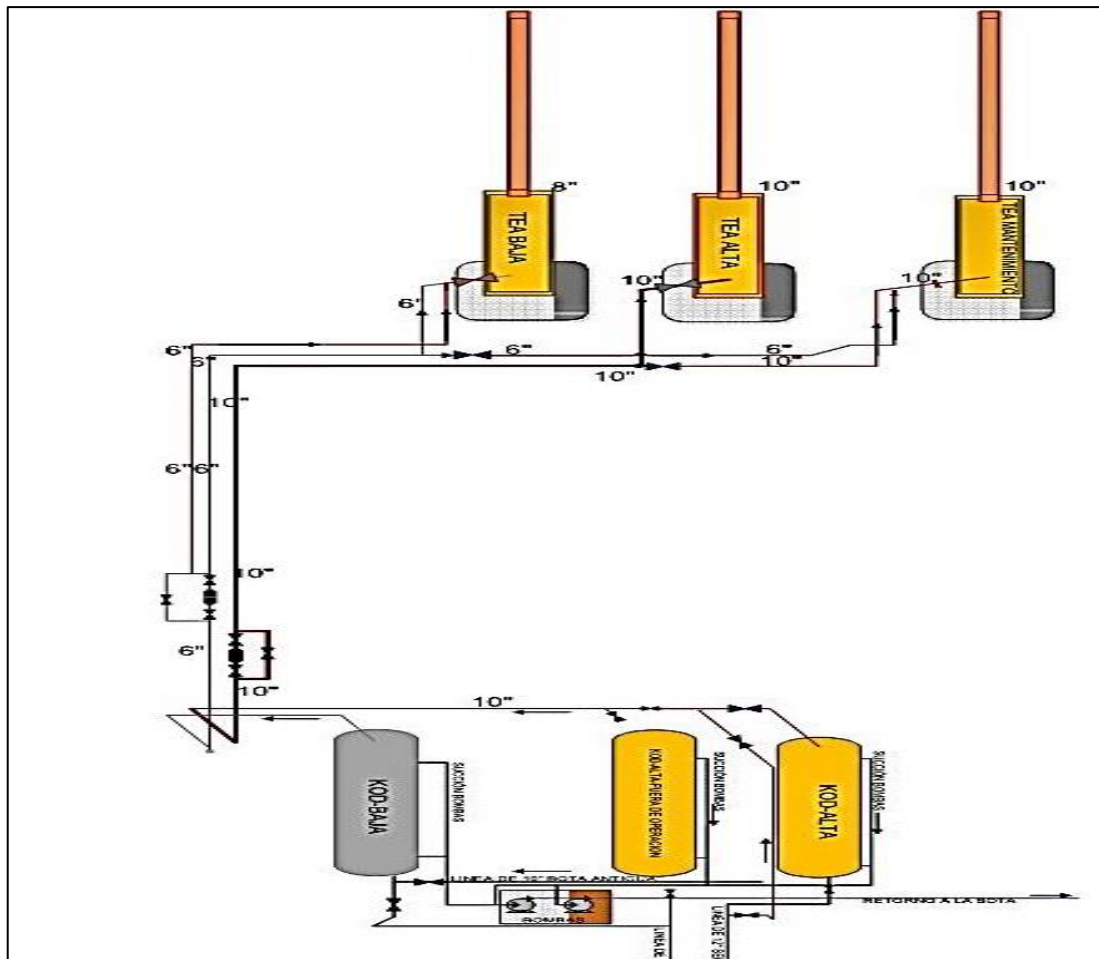


Figura 2.6: Sistema de venteo y líneas de gas Cuyabeno
Fuente: Mantenimiento PAM

2.3 GENERACIÓN ELÉCTRICA DE GAS EN LA ESTACIÓN CUYABENO

La planta de generación eléctrica a base de gas asociado en la estación Cuyabeno, cuenta con un sistema de tratamiento del gas, para el óptimo funcionamiento de los generadores y para destinarle un buen uso al gas asociado como recurso energético.

La planta de generación eléctrica tiene como principal objetivo reducir el consumo de diésel, que al presente tiene un consumo de aproximadamente 1200 galones diarios por cada generador. Por ende, la empresa trata de obtener un beneficio económico disminuyendo gastos en generación de energía eléctrica.

El gas que es extraído juntamente con el petróleo es separado en los procesos anteriormente mencionados de separación y deshidratación de crudo en las facilidades de la estación.

Específicamente en el área la planta de generación a gas se tiene tres grupos electrógenos de Arcolands Cia.Ltd, marca Waukesha que nominalmente entregan una potencia de 1012.5 KW por generador.

La planta de generación eléctrica de gas está ubicada en la parte Noreste de la estación Cuyabeno y está diseñada con los siguientes componentes para su funcionamiento:

- Scrubber de gas
- Bota Recolectora de Condensados
- Calentador de gas
- Filtros coalescentes
- Recipiente de condensados
- Generadores Waukesha

2.3.1 Scrubber de Gas

El Scrubber (V-1933) de 36" de OD instalado en la estación Cuyabeno (figura 2.7), está basado en la norma de diseño ASME sección VIII. Está conectado por las líneas de gas provenientes del proceso de deshidratación, tiene una presión de diseño de 150 psig y una temperatura de diseño de 170°F, opera a una presión de 23.0 psia, temperatura de 74.5 °F y tiene una capacidad de 1.2 MMscfd.

Los condensados (agua y petróleo) que son separados por el scrubber, se envían a la línea de líquidos que está unida a la bota recolectora de condensados con capacidad de 2.02 BPD con presión de operación de 10 psig y temperatura (70-104) °F, la misma que traslada los condensados hacia el área de los KOD (Knock Out Drum).



Figura 2.7: Scrubber de gas
Fuente: Lima Edison

2.3.2 Bota Recolectora de Condensados

La bota recolectora está unida a la línea de gas que está conectada con el scrubber de la planta de generación (V-1933). La bota recolectora envía los condensados por la línea respectiva y esta a su vez los envía de retorno hacia el sistema de Knock Out Drum, mediante recirculación del sistema, como se indica en la figura 2.8.

Tiene una presión de diseño de 170 psig a 200°F de temperatura, cuenta con flujo volumétrico de 2.02 BPD y unas dimensiones de 6,625' de OD y 18" de altura, su presión de operación es de 10 psig y temperatura de operación entre (70-104) °F.

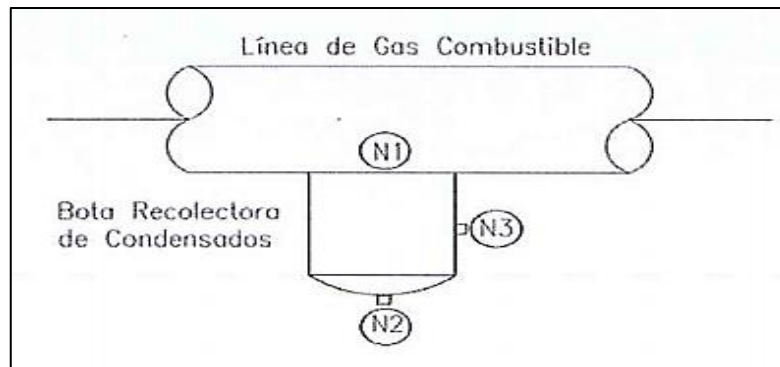


Figura 2.8: Bota de Condensados
Fuente: Mantenimiento PAM

2.3.3 Calentador de Gas

En el área de generación eléctrica de gas de la estación Cuyabeno, está instalado un calentador de gas eléctrico o tanque presurizado WATTCO H-0004 (Figura 2.9). Está diseñado de acuerdo con normas ASME, que como su nombre lo indica eleva la temperatura del gas con una potencia de calentamiento de 72.22 KW para un óptimo funcionamiento de los generadores eléctricos que usan este recurso energético como combustible.

Está unido a un tablero de control y opera de acuerdo con la filosofía óptima de los generadores, es decir a una presión de operación normal de 35.0 psig y una temperatura de (70-90) °F. El calentador envía directamente el gas a los Skid's de filtros coalescentes por las líneas de gas a los generadores.

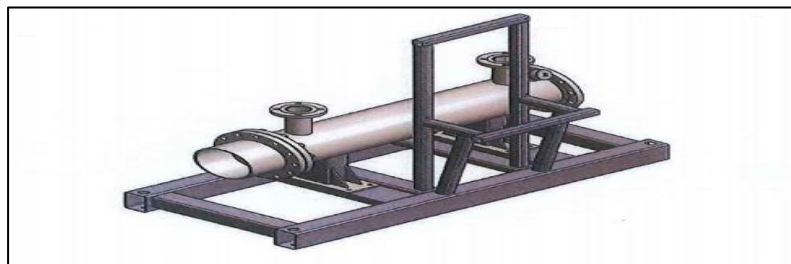


Figura 2.9: Calentador eléctrico de gas
Fuente: FIC Petroamazonas

2.3.4 Filtros Coalescentes

Están instalados en el área de generación eléctrica de gas de la estación Cuyabeno, 3 Skid's de filtros coalescentes con descripción: (F-0321, F-0322, F-0323), como se indica en la figura 2.10. Están unidos a las líneas de gas y conectados a los generadores, tienen una capacidad de 0.4 MMscfd cada uno.

Los filtros poseen unas condiciones de diseño 150 psig de presión y 200°F de temperatura. Tienen una presión de operación (8-23) psig y una temperatura normal de operación (41.25 -107) °F.



Figura 2.10: Filtro coalescente F-0321
Fuente: Mantenimiento PAM

2.3.5 Recipiente de Condensados

Es un tanque de 8" de OD y 13" de altura, con una capacidad de 1.6 galones, que almacena temporalmente los condensados acumulados, en la parte inferior de los filtros coalescentes.

Para luego ser enviados por una línea a la bota de condensados tiene unas condiciones de diseño igual a los filtros de 150 psig de presión y una temperatura de 200°F.

2.3.6 Generadores Eléctricos de Gas

El gas asociado de la estación Cuyabeno, es utilizado como combustible para la generación eléctrica, luego de pasar por el proceso de tratamiento, es receptado en el área de generación eléctrica que se divide por alimentación a gas y diésel.

Están instalados tres grupos electrógenos, generadores de electricidad a gas en la estación Cuyabeno: con motor de inyección a gas de 12 cilindros marca Waukesha, como se indica en la figura 2.11.

Los generadores son de Modelo VHP L7042 GSI (GG-1001, GG-1002, GG-1003) tienen una potencia nominal de 1012.15 KW y 480 V por cada generador de electricidad.



Figura 2.11: Generadores de Electricidad Waukesha
Fuente: QA/QC Petroamazonas

2.3.7 Sistema de Enfriamiento Generadores Eléctricos de Gas

El motor de combustión interna (MCI) debe tener un óptimo rendimiento, pero el nivel de rendimiento está relacionado con su capacidad para convertir el total de la energía proporcionada en el trabajo útil.

Si se requiere incrementar el rendimiento térmico de un motor, es ideal operarlo a temperaturas lo más elevadas posibles, pero hay una limitación que son: los materiales de diseño, los cuales no pueden trabajar en rangos tan altos de temperatura, por lo que se hace necesario una apropiada remoción del calor para prevenir fallas debido a la fatiga térmica. (ROMERO, 2007)

El sistema de enfriamiento de los generadores Waukesha VHP L7042 GSID S4 reduce las temperaturas de los motores a gas asociado en la planta de generación.

Está compuesto de una bomba de enfriamiento de chaqueta, una bomba auxiliar de enfriamiento de agua, un post-enfriador, válvulas para el termostato, 2 tanques de expansión, aceite enfriador, que sirven para enfriar a los 2 turbo cargadores.

2.3.8 Condiciones de Operación de Generación Eléctrica a Gas

Los grupos electrógenos de la planta entregan unos parámetros de operación que se manejan dentro de un rango ya establecido, mostrado en la tabla 2.2.

Todos los datos entregados son monitoreados por un técnico operador de planta, a través de paneles de control automatizado. Deben ser monitoreadas todo el tiempo para constatar el funcionamiento correcto de la planta de generación y evitar posibles problemas en la operatividad del sistema.

Tabla 2.2: Parámetros Monitoreados
Elaboración: Lima Edison

DESCRIPCIÓN	GG-1001	GG-1002	GG-1003
Frecuencia FR(Hz)	60.0	60.0	0.0
Intensidad (A)	921	929	0
Voltaje (V)	488	484	0
Potencia (KW)	701	699	0
F. P	0.9	0.9	1.00

Fuente: Mantenimiento PAM

2.3.9 Potencia Promedio Generada en la Estación Eléctrica de Gas

La potencia generada en los grupos electrógenos depende en gran parte de la capacidad calorífica del gas, y del bajo contenido de dióxido de carbono.

Los generadores por unidad entregan 32510.0 KW /día de energía y una potencia promedio de 1354.58 KW o (1.35 MW) con 346 KVAR, 347KVAR de potencia aparente.

Se registra un consumo combustible de gas de 415.09 Mscfd, por los dos generadores que se encuentran operativos. Los generadores se encuentran operando en modo Base lo que indica que se tiene una carga eléctrica constante.

La potencia que genera es utilizada para el ramal Norte de la estación, Sistema Power Oil, Pozo Reinyector (RYA-05) y plataforma (CYB-H).

Debido a problemas operacionales y por cuestiones de baja presupuesto económico, el grupo electrógeno no ha generado las 3MW que nominalmente debería aportar la planta de electricidad a gas de Cuyabeno, como se muestra en la tabla 2.3.

Tabla 2.3: Energía entregada por la estación de gas
Elaboración: Lima Edison

TAG PAM	MODO DE OPERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA (KW)	TOTAL, ENERGÍA (KW/Día)	POTENCIA PROMEDIO (kW)
GG-1001	BASE	1012,50	16280	678,33
GG-1002	BASE	1012,50	16230	676,25
GG-1003	BASE	1012,50	0	0,00

Fuente: Mantenimiento PAM

2.4 PRODUCCIÓN DE GAS EN LA ESTACIÓN CUYABENO

Conocer datos de la producción de la estación Cuyabeno es importante debido a que en el análisis de riesgos se identificará nodos que se relacionan con las propiedades del gas y volumen de gas producido. La producción en el campo está a cargo del consorcio Cuyabeno-Petro y Petroamazonas EP como operadora, con 53 pozos activos en producción de crudo y una producción de 19990.08 BPPD. El petróleo tiene un grado API@ 60 °F promedio de 26.3 y un BSW promedio de 75.5%. El de volumen gas producido en la estación representa una producción diaria como se detalla en la tabla 2.4 a continuación:

Tabla 2.4: Producción diaria Cuyabeno

Fuente: Mantenimiento PAM

Elaboración: Edison Lima

PRODUCCIÓN				
BLOQUE 58	FLUIDO	PETRÓLEO		AGUA
CAMPO	BFPD	BPPD		BAPD
CUYABENO	81,621.00	19,990.08		61,630.92
BSW	75.50%	GAS		
NÚMERO DE POZOS	MÉTODO DE LEVANTAMIENTO	PRODUCIDO	UTILIZADO	QUEMADO
48	BES	MSCFD		
5	HIDRÁULICO	1,820.000	412.510	1,407.490

2.4.1 Consumo de Gas Asociado

El consumo diario de gas en la estación Cuyabeno, es un 22.8% de la producción total del gas producido, debido a que no se cuenta con la operatividad total de la generación eléctrica a gas, por problemas con la operatividad del generador GG-1003.

El 78.2% de gas es quemado en el área de venteo a través de los mecheros, el consumo de gas combustible por cada generador está indicado en la tabla 2.5:

Tabla 2.5: Consumo de gas combustible por generador
Elaboración: Edison Lima

CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR UNIDAD	UNIDADES	Sft/d	MScf/d
	GEN -1	207968	207.97
	GEN -2	210640	210.64
	GEN -3	0	0.00
	TOTAL	418608	418.61

Fuente: Mantenimiento PAM

2.4.2 Composición del Gas en la Estación Cuyabeno

Conocer la composición del gas de Cuyabeno es importante para conocer la calidad y concentración de CO₂, factores que afectan directamente en la operatividad de los generadores eléctricos a gas. En Cuyabeno, el gas tiene, un menor contenido de metano (CH₄) y mayor contenido de hidrocarburos pesados (C₂+), en comparación con el gas natural. Una de las características más importantes que tiene el gas de Cuyabeno, es que es ácido debido a que posee un rango de (33 - 50) % de su contenido es CO₂. Razón por la cual no se le ha dado una utilización al 100% como combustible en la generación eléctrica y se lo ha quemado en mayor porcentaje en los mecheros de la estación.

Para tener un gas que combustione de mejor manera, es necesario que la mezcla contenga un porcentaje considerable de propano y metano. Luego de los procesos de separación y deshidratación, la estación entrega un gas que tiene un promedio de 18% de metano y 10% de propano en porcentaje molar.

Parte primordial para reducir problemas operativos y que área de generación eléctrica se maneje de manera eficiente, es mantener los rangos mencionados en el contenido de CO₂ dentro de la mezcla. Se considera que el gas es útil si se encuentra en un rango menor que el 55% de CO₂, si está por encima del rango mencionado, se dice que es un gas pobre y no es muy útil para la utilización en generación eléctrica. (Petroamazonas EP, 2018)

La composición del gas en la estación se reporta de acuerdo con la cromatografía mostrada en la figura 2.12, que se realiza en el Área de Tratamiento Químico de manera periódica, misma que se realiza para establecer la calidad del gas y mejorar la operatividad de la planta de generación.

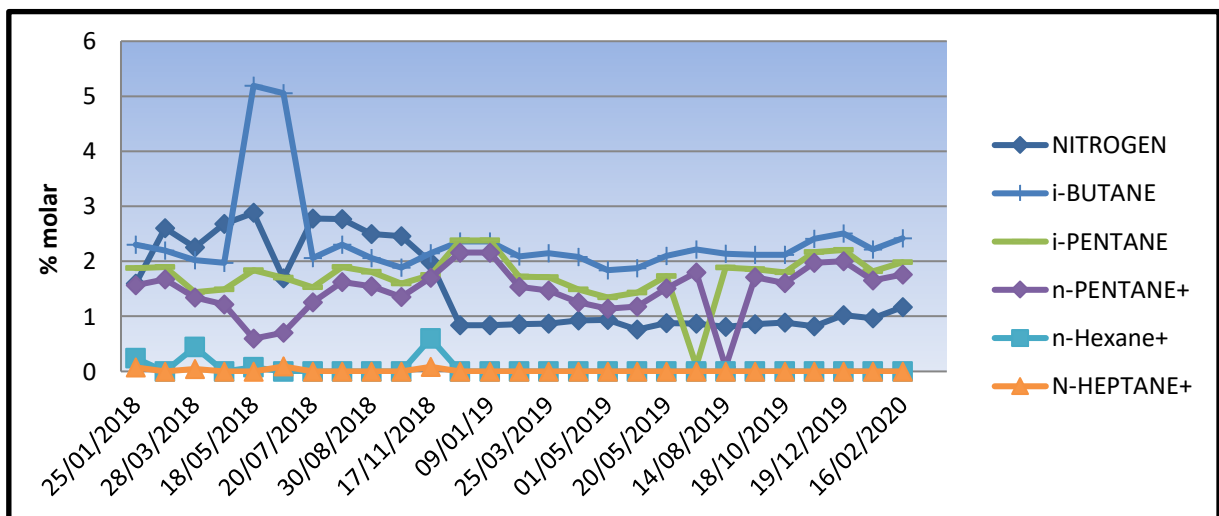


Figura 2.12: Gráfico %molar compuestos vs fecha toma de muestra
Fuente: Mantenimiento PAM

2.4.3 Cromatografía del Gas en Cuyabeno

La cromatografía del gas es tomada mensualmente o cada determinado tiempo según sea necesario. Para el análisis de cromatografía se toma una muestra en un recipiente cilíndrico, misma que es obtenida en la parte de los filtros coalescentes de cada generador, en donde se encuentra un medidor de presión y temperatura.

Para el análisis de cromatografía, la muestra de gas es inyectada juntamente con Helio un gas inerte, que se lo utiliza como gas de arrastre y que transporta la muestra hacia el detector del cromatógrafo que la analiza durante unos 16 minutos.

El cromatógrafo separa la mezcla en compuestos mediante calor, donde el detector (sensor), identifica el compuesto de acuerdo con su punto de ebullición. La información receptada es procesada por la computadora mediante: Peak Simple Software.

El software Peak Simple registra la señal enviada por el detector y grafica un cromatograma, el cual es una curva gráfica Señal Vs Tiempo.

La composición del gas en la estación se reporta de acuerdo con la cromatografía registrada en la tabla 2.6, para establecer la calidad del gas que ingresa en los generadores, como se indica en los siguientes resultados:

Tabla 2.6: Composición del gas en estación Cuyabeno
Elaboración: Edison Lima

PARÁMETROS	FRACCION (% molar)
NITRÓGENO	1,17
METANO	18,86
DIÓXIDO DE CARBONO	52,38
ETANO	5,09
AGUA	0,04
PROPANO	10,9
i-BUTANO	2,42
n-BUTANO	5,4
i-PENTANO	1,98
n-PENTANO	1,76
n-HEXANO+	0
N-HEPTANO+	0

Fuente: Mantenimiento Petroamazonas

2.4.4 Propiedades del Gas en Cuyabeno

Las propiedades del gas en Cuyabeno son calculadas a partir de la cromatografía, temperatura y presión registradas en cada toma de muestra, la cual se la realiza en las líneas de gas que llegan a los generadores GG-1001 y GG-1002, forman parte esencial para determinar la calidad del gas en la estación, las propiedades se indican en las tablas 2.7 y 2.8 a continuación:

Tabla 2.7: Propiedades del gas muestra generador GG- 1001

GAS PROPERTIES @ 14.7 psig & 60° F		
Gross Heating Value	960.0	BTU/ ft^3
Net Heating Value	880.4	BTU/ ft^3
Molecular Weight	40.0	lb/lb-mol
Compresibility Factor	0.9932	
Density	0.1062	lb / ft^3
S.G	1.3911	
Density	1.7024	Kg / ft^3
GAS PROPERTIES @ 22.6 psig & 86° F		
Compresibility Factor	0.9850	
Density	0.2587	lb / ft^3
S.G	1.4027	
Density	4.1483	Kg / ft^3

Fuente: Mantenimiento PAM

Tabla 2.8: Propiedades del gas muestra generador GG- 1002

GAS PROPERTIES @ 14.7 psig & 60° F		
Gross Heating Value	995.7	BTU/ <i>ft</i> ³
Net Heating Value	913.2	BTU/ <i>ft</i> ³
Molecular Weight	40.0	lb/lb-mol
Compresibility Factor	0.9931	
Density	0.1063	lb / <i>ft</i> ³
S.G	1.3927	
Density	1.7044	Kg / <i>ft</i> ³
GAS PROPERTIES @ 22.6 psig & 86° F		
Compresibility Factor	0.9849	
Density	0.2563	lb / <i>ft</i> ³
S.G	1.4043	
Density	4.1086	Kg / <i>ft</i> ³

Fuente: Mantenimiento PAM

2.5 MODIFICACIÓN DE LA ESTACIÓN DE GAS CUYABENO

La fase de modificación (ampliación) de la planta de generación, está encaminada a solucionar problemas con el suministro de combustible, debido a que se depende de un flujo continuo de gas en la planta de generación. Por ende, se requiere tener un normal abastecimiento de gas y evitar interrupciones por falta del mismo.

Al existir algún problema en la operación normal en la generación eléctrica a diésel, se detienen los grupos electrógenos a gas que están totalmente sincronizados con los generadores Caterpillar de diésel. Por consiguiente, al producirse desviaciones en la operación normal se da un apagado del sistema y además ocasiona que los grupos electrógenos soporten toda la carga principal, mismo que no permite tener un tiempo de reacción para el apagado sistemático. Lo mencionado ocurre porque que se corta de manera abrupta el suministro de combustible (gas asociado) que produce un Black-Out.

Es decir, mencionado problema en la generación eléctrica a gas ocasiona la suspensión en producción de petróleo en los pozos de Cuyabeno, causando pérdidas económicas representativas.

La instalación de un tanque acumulador de gas proporcionará una solución al problema del combustible, debido a que al instalar un tanque que almacene un determinado volumen de gas asociado se tendrá un suministro de gas continuo. Se evitará la interrupción abrupta del suministro de combustible hacia los generadores, cuando exista problemas operativos en el área de generación. Los generadores permanecerán encendidos con suficiente tiempo para permitir tomar medidas respectivas. Protegiendo así los equipos e instrumentación de la estación de generación eléctrica y reduciendo las pérdidas económicas sustancialmente.

2.5.1 Acumulador de Gas

El proyecto para la instalación de un tanque acumulador se encuentra en fase 2 de la parte inicial, es decir se encuentra en etapa de ingeniería conceptual, luego de haber superado la etapa de Ingeniería de Prefactibilidad.

El acumulador de gas que se requiere instalar en el área de generación eléctrica en Cuyabeno a futuro figura 2.13, según su diseño Layout para su construcción es: un tanque horizontal de acero al carbón de 18,7" OD con un manhole para realizar inspección de integridad, con una capacidad es de 93.3 m^3 o 3294.858 ft^3 y deberá manejar una temperatura de operación (74.3 -85) °F y presión (23-187) psig.

Debe tener líneas de 6" para la entrada, dos líneas de 2" para válvulas seguridad, una línea de 2" para drenaje y dos líneas en la parte superior de 4" y 6" de diámetro (para la entrada y salida del gas). Como se muestra en la figura 2.13 a continuación:

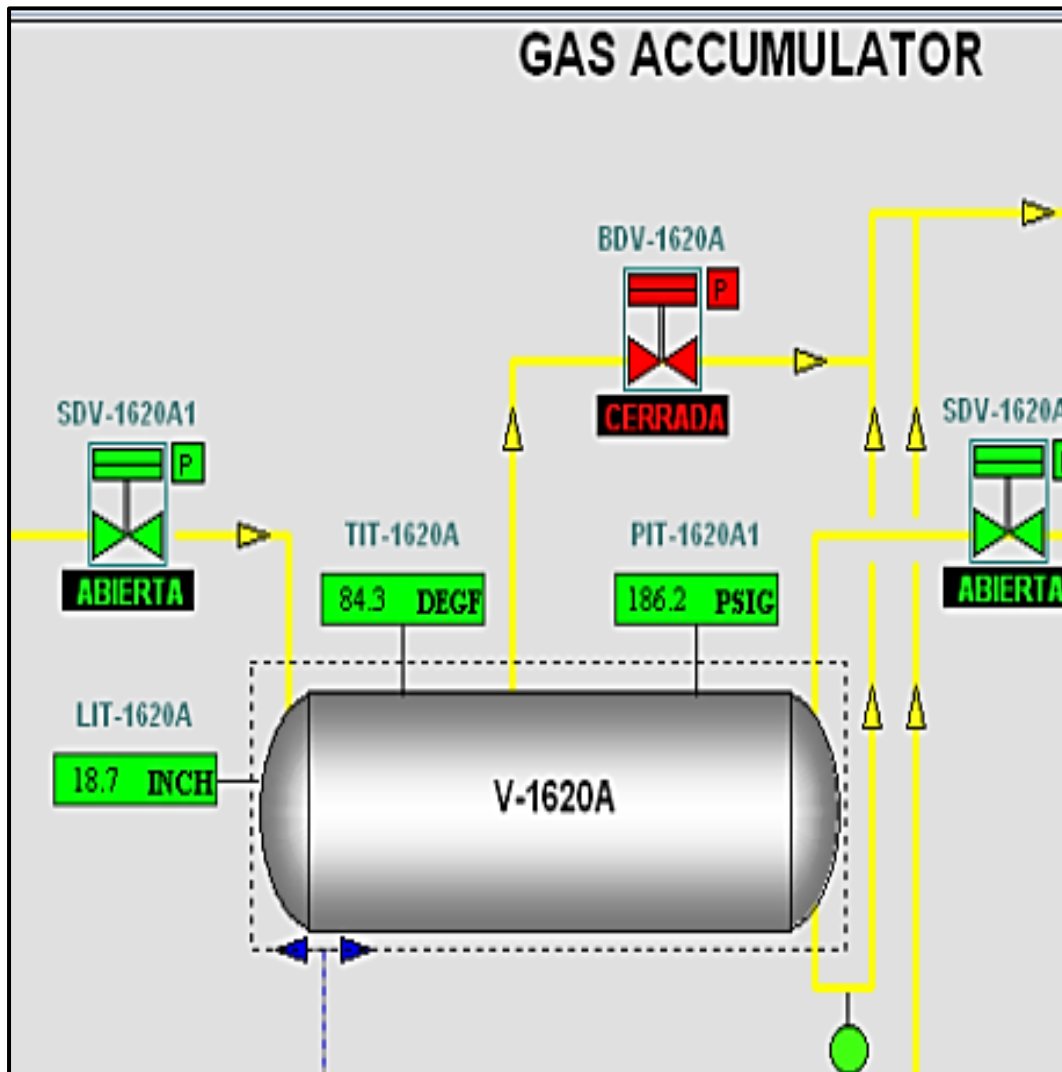


Figura 2.13: Tanque Acumulador de gas
Fuente: Mantenimiento PAM

2.6 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS

El sistema de generación eléctrica a gas en la estación Cuyabeno, ha operado desde el año 2017. Con el objetivo de generar una potencia nominal de 3MW para satisfacer las necesidades energéticas, además de reducir las emisiones de gas asociado al medio ambiente. Representa un ahorro económico representativo para la empresa pública Petroamazonas.

Otro objetivo principal con la puesta en marcha de los grupos electrógenos a gas ha sido reducir el consumo de diésel, con los generadores Caterpillar en el área de generación diésel de la estación.

2.6.1 Problemas Operacionales en la Planta de Generación Eléctrica a Gas

Debido a problemas operacionales, la planta de generación eléctrica a gas no ha operado al 100%; un corto circuito en el estator del generador Waukesha GG-1003 lo tiene fuera de operación y no se ha logrado repararlo por falta de recursos económicos.

Sumado a otro problema que genera la baja calidad del gas asociado de la estación Cuyabeno, que reduce la potencia que entrega. Parte fundamental para encontrar soluciones a los problemas ya expuestos, es realizar un análisis de riesgos que se enfoque en la operatividad de los equipos para evitar posibles accidentes que perjudiquen al personal que labora en las instalaciones cuando monitorean y operan la estación de generación a gas.

Al momento es necesario realizar un análisis de riesgos que se enfoquen en los problemas mencionados además de resaltar nuevos posibles problemas.

2.6.2 Análisis de Riesgos

El análisis de riesgos es una herramienta, cuyo principal objetivo es identificar posibles puntos de fallos y accidentes en instalaciones industriales donde se desarrollen una serie de procesos. El análisis evaluará las posibles consecuencias de fallos, en caso de que se presenten de tal manera que se pueda establecer medidas que eviten que se produzcan o en su defecto mitiguen sus posibles efectos.

Se entiende que al realizar una operación productiva existen riesgos, y si bien los mismos no pueden ser eliminados completamente, hay técnicas y métodos que permiten identificarlos para tratar de reducirlos. (Freedman, 2003)

Es importante aplicar un análisis de riesgos en fases de construcción, diseño y operatividad de instalaciones industriales, tratando de que se garantice la seguridad del personal e integridad de los equipos que conforman las instalaciones.

En una estación de producción de petróleo es primordial, mantener los diferentes parámetros operacionales enmarcados en normas y procedimientos establecidos que garanticen la operación normal de los procesos.

Las categorías de riesgos que más alarman son: los riesgos mayores, accidentes que pueden afectar en gran manera a la fuerza operativa e inclusive a terceros que se encuentren dentro y fuera de los límites de la planta o de la instalación. (Norma API RP 75, 2019; Norma ISO 31000, 2009)

Resumiendo, el análisis de riesgos permite asegurar el cumplimiento de las obligaciones legales establecidas para los nuevos proyectos y plantas industriales establecidas. Además, tiene como objetivo aumentar los niveles de seguridad implantados por las políticas de empresas de manera interna.

Tener conocimiento de una forma exhaustiva y profunda los riesgos de las instalaciones permitirán aplicar medidas respectivas ante cualquier eventualidad de la mejor forma y con la mayor seguridad para todos.

2.7 MÉTODO DE EVALUACIÓN SELECCIONADO PARA EL ANÁLISIS

Es importante entender todos los métodos para evaluar posibles riesgos, y el ámbito principal en el cual se enfoca cada una de las metodologías.

La correcta selección de un método específico permitirá desarrollar el estudio de una manera positiva y óptima.

Dentro de los distintos tipos de metodologías para realizar los estudios de identificación de riesgos se puede elegir, entre las más relevantes que son: Que pasaría sí (What-If), Análisis de modos y efectos de falla (FMEA), Análisis De Riesgos Cuantitativos (QRA), Análisis de árbol de fallas (FTA), Lista de Chequeo (Check List), Identificación de peligros (HAZID), y HAZOP (Análisis de Riesgos y Operatividad).

2.7.1 Breve descripción de Metodologías para el Análisis de Riesgos

Conocer la metodología particular que aplica cada tipo de los análisis de riesgos es fundamental, para tener claro que método seleccionar y que se ajuste mejor al propósito del presente análisis. De los métodos mencionados se destacará lo más relevante de cada método en una pequeña descripción.

El análisis “Que pasaría sí” (What-If), es una metodología que utiliza una lluvia de ideas mediante el cual un grupo de especialistas, realizan preguntas acerca de algunos eventos indeseables.

El concepto del análisis What –If, induce a que el grupo de especialistas que realizan la evaluación de riesgos planteen situaciones que comiencen con la frase (“Que pasaría Si”). Sin embargo, el análisis What -If se enfoca más en la subjetividad de la persona o grupo de especialistas que lo desarrollan. (Castañeda, 2001)

Por su parte el Análisis de Modos y Efectos de Falla (FMEA), es un método que permite reconocer fallas en equipos, productos, procesos y sistemas. Mencionada metodología nos proporciona una herramienta, para evaluar y clasificar de manera objetiva sus efectos, causas y elementos de identificación, para evitar su ocurrencia y tener un estudio documentado de prevención. La desventaja del análisis (FMEA), está basado más en el diseño de los equipos y deja sin tomar cuenta posibles riesgos al momento de operar equipos industriales. (Bravo et al., 2005)

El análisis de riesgos cuantitativos (QRA), se basa en la identificación de todos los posibles escenarios accidentales que puedan originarse en la industria. La metodología del QRA, está fundamentada en el cálculo de cada riesgo y la severidad de sus consecuencias por la frecuencia de su ocurrencia, y la representación del riesgo global. (Leza, 2009)

El Análisis de árbol de fallas (FTA), es un método deductivo que puntualiza un accidente o falla principal en el sistema, mediante la técnica (FTA) se puede determinar las causas de un evento. (Castañeda, 2001)

En el método Lista de Chequeo (Check List), se realiza una lista de peligros los cuales se desarrollan con experiencias operacionales, es decir se la emplea con estudios de peligro realizados anteriormente. El Check List se la aplica tanto para los procesos, sistemas o cambios que generen peligro durante la operación. (Bestratén, 1991)

El estudio HAZID por su parte, es una potente herramienta de identificación de riesgos externos, ocupacionales y de instalaciones. Esta técnica puede ser aplicada durante el diseño de las instalaciones, la construcción y la puesta en marcha de las mismas.

El Análisis de riesgos HAZOP, por su parte fue desarrollada para identificar y evaluar los riesgos de seguridad en instalaciones de proceso y para identificar los problemas de operación. Riesgos que puedan comprometer la capacidad y productividad de una planta industrial. (Castañeda, 2001)

Cabe recalcar que todos los métodos mencionados tienen sus ventajas y desventajas al momento de aplicarlos en cualquier tipo de instalación industrial, además que su campo de aplicabilidad es diferente para cada uno de ellos.

Por lo que es importante, seleccionar el método que se ajuste mejor al análisis desarrollado en el presente trabajo.

2.7.2 Selección de la Metodología Adecuada para el Análisis

Para realizar el análisis de riesgos, la evaluación debe estar específicamente adaptada a las necesidades que se requieran solucionar, para mitigar y prevenir circunstancias peligrosas que puedan ocasionar pérdidas humanas, daños al medio ambiente, daños a los equipos e instrumentos y afectaciones económicas.

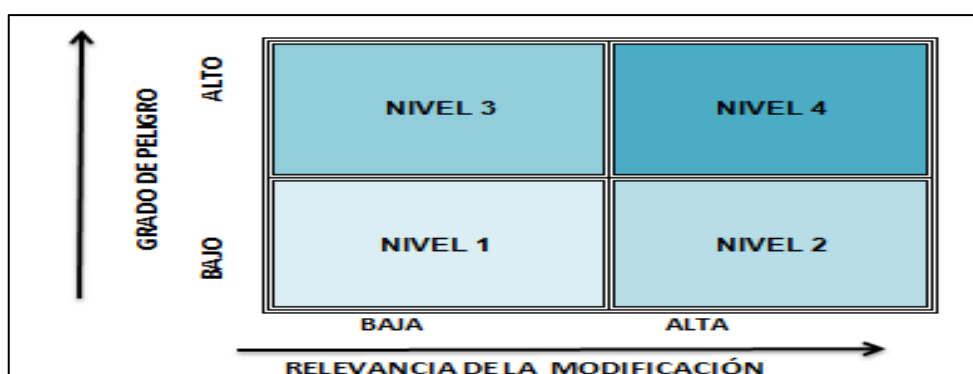
En el caso específico de la estación Cuyabeno, para realizar el análisis de riesgos de la planta de generación eléctrica a gas, se ha seleccionado el análisis HAZOP. Debido a que es una herramienta que expone un grado más elevado de detalle comparado con otras metodologías ya mencionadas.

En la selección de la metodología para la identificación de riesgos y peligros, se toma en cuenta la aplicación de la norma IEC 61882 – 2017, que utiliza una guía de aplicación para estudios de Análisis de seguridad y operatividad (HAZOP), basándose en estándares de procedimientos ya establecidos al momento de aplicar una metodología como herramienta de análisis.

Otro punto fundamental para su selección se debe a que, el análisis HAZOP no requiere de una herramienta adicional de apoyo para evaluar los riesgos, ya que algunos otros métodos de análisis requieren de un análisis HAZOP posterior a su aplicación para validar los resultados.

Al igual que en la mayoría de los métodos de evaluación de riesgos, en el HAZOP se puede conocer el nivel de riesgo que presenta cada evento peligroso identificado y sugerir recomendaciones o acciones para poder mitigar el peligro con éxito. Es importante evaluar el grado de peligro y la relevancia de cambio dentro de una instalación industrial, debido a que si el nivel de peligro es más alto se requiere tener un mayor enfoque y un nivel más detallado de análisis para poder reducir o mitigar el riesgo. La tabla 2.9 es utilizada en la evaluación de riesgos en el anexo VI.

Tabla 2.9: Importancia de Cambio



Elaboración: Lima Edison

Fuente: Mantenimiento PAM

2.7.3 Método HAZOP

El HAZOP es una técnica cualitativa que permite identificar los puntos críticos (débiles) de una instalación industrial y como resultado de ello, las hipótesis de accidentes más relevantes en una planta. Es decir que el propósito consiste también en determinar si el diseño ofrece desde el punto de vista de seguridad, las garantías suficientes para minimizar los riesgos de un accidente. La base del estudio HAZOP, es analizar en forma metódica y sistemática el proceso, las operaciones, el lugar de ubicación de los instrumentos y del personal, las actividades realizadas rutinariamente y los factores externos, para evidenciar todas las situaciones riesgosas. (Freedman, 2003)

El desarrollo del análisis de riesgos operacionales, en la etapa del proceso de ingeniería, se enfoca a la identificación y validación de las salvaguardas existentes. Verificando su respuesta en el sistema en relación con el control y mitigación de los riesgos, determinando si dichas salvaguardas son suficientes o se requiere agregar o modificar salvaguardas. Bajo ningún concepto el análisis HAZOP busca la revisión o cambio del diseño en la ingeniería que se está analizando. El HAZOP es una técnica que se enfoca en la identificación de problemas, sin embargo, la solución para los posibles problemas es identificada con frecuencia de manera evidente, para el equipo de estudio del HAZOP.

En tales casos los resultados del estudio pueden incluir, recomendaciones específicas para un mejoramiento del diseño de la unidad y/o para los procedimientos de operación. Además, no procura ser una técnica de resolución a los problemas, por eso los resultados de un estudio de HAZOP, son generalmente una lista de escenarios de peligros posibles.

Cuando no se cuenta con una información suficiente y necesaria para determinar si una situación representa un riesgo, los resultados del estudio incluyen como una recomendación dependiendo del caso específico, la realización de un estudio adicional.

2.7.4 Campo de aplicación

La Metodología HAZOP se puede aplicar indistintamente a todo tipo de instalaciones ya sean nuevas, existentes o en casos de modificaciones de unidades en operación. Es recomendable que el estudio de HAZOP se realice varias veces durante la vida útil de una instalación industrial, esencialmente previo a realizar cualquier tipo de modificación al proceso. (Freedman, 2003)

Cuando se trata de nuevas instalaciones, el estudio se puede ejecutar en cualquiera de las etapas del proyecto, como pueden ser: diseño conceptual, durante la ingeniería básica (de detalle), o previamente de la puesta en marcha. resultantes del análisis van a tener diferente impacto en función del nivel de avance del proyecto.

Para efectuar los requerimientos legales y ejecución de normas de calidad, ambiente y seguridad de las estaciones. Es necesario tener conocimiento de la reglamentación y requerimientos legales regionales, nacionales e internacionales.

2.7.5 Alcance del Análisis de Seguridad y Operatividad (HAZOP)

El estudio HAZOP y su alcance depende del detalle específico de la documentación e información que se proporciona., para realizar el estudio nos fundamentamos en estudios anteriores que hayan recopilado datos y parámetros establecidos. Además, se basa en Una norma regulatoria que pueda emplear en el sistema o instrumentación. (Australian Standard®, 2017)

En el alcance del estudio HAZOP debe estar establecido el objetivo, los límites del sistema y los agentes externos previamente fijados con el firme propósito de que el equipo que realice el estudio no se desvíe del objetivo principal que generó el estudio.

2.7.6 Documentación necesaria para realizar el estudio

Toda la documentación e información principal que se requiere en el análisis operacional de riesgos HAZOP, y que se vuelve imprescindible al momento de realizar el análisis en instalaciones establecidas y en proyectos de instalaciones nuevas, es decir en Ingeniería Básica o de Diseño son:

- Descripción del Proceso
- Diagrama de Flujo de Procesos (PFD).
- Diagramas de Tubería e Instrumentación (P&ID)
- Especificación del Equipo
- Filosofía de operación y control de la estación
- Manual de operación de los equipos
- Matriz de Causa y Efecto
- Plano de implantación (Plot Plan o Lay Out)
- Planos de Clasificación Eléctrica de Áreas

La calidad del estudio de HAZOP esta enlazada directamente a la calidad y cantidad de información disponible para el análisis de riesgos. (Freedman, 2003)

2.7.7 Desarrollo del Análisis

Para que el análisis sea más efectivo el análisis es necesario subdividir el proceso en lo que se denomina nodos, es decir de un proceso grande y complejo a partes reducidas dependiendo del tipo instalaciones industriales.

El método divide los diagramas P&ID's en sectores llamados nodos los mismos que se estudiarán de forma sistemática y de forma individual, con la división de los P&ID's de la planta analizada.

Cada nodo incluye una serie de Ítems múltiples que incluyen equipos, cañerías e instrumentos. Cabe indicar que el resultado del estudio HAZOP es independiente de los nodos que se hayan seleccionado en el análisis de riesgos.

2.7.8 Integrantes de un equipo de HAZOP

El grupo que realiza el estudio de HAZOP, debe estar compuesto por personal calificado y especialistas de diversas áreas, con el objetivo de generar múltiples puntos de vista sobre un mismo problema y debe estar dirigido por un trabajador experimentado en la técnica de HAZOP.

El equipo multidisciplinario debe estar formado por: especialistas de Procesos, Ingeniero de Instrumentación, Mecánico, Electricista, Operaciones, Mantenimiento, Seguridad y Medio Ambiente y coordinado por el facilitador a cargo del HAZOP que debe concertar todas las especialidades intervinientes en el estudio. (Freedman, 2003)

Para el caso del presente análisis, existió participación de especialistas de varias áreas entre los cuales estuvo el Ingeniero de QA/QC, Ingenieros de Mantenimiento (Eléctricos, Mecánicos), Ingeniero de FIC, Supervisor de Planta, Supervisión de generación eléctrica.

2.7.9 Ventajas y Limitaciones del Análisis HAZOP

El estudio HAZOP analiza toda la información y la detalla para identificar los riesgos.

A continuación, se detallan las principales ventajas:

- Según Freedman, “al ser un método más completo y riguroso, el HAZOP es más confiable en comparación con otros métodos de análisis”. (Freedman, 2003)
- Evalúa sistemáticamente y con precisión un sistema, proceso o conjunto de procedimientos.
- Permite tener un grupo de trabajo multidisciplinario que pueden ayudar con el análisis con experiencias operativas.
- Aplica a un extenso rango en sistemas y procesos.
- Genera un registro escrito del proceso para la evaluación e identificación de la mala operatividad.

Las desventajas de uso de la herramienta de análisis HAZOP se detallan a continuación:

- El método HAZOP se enfoca en circunstancias o factores específicos y deja de lado factores externos o mayores.

- Está limitado al nivel de detalle de los P&ID y de los procesos del alcance de los equipos.
- Es un estudio que contiene alto grado de detalle por lo tanto requiere de un largo tiempo y se puede volver costoso.
- El análisis está sujeto a las experiencias de los participantes, por lo tanto, no se puede tener una concepción objetiva, debido a que depende del punto de vista los diseñadores de los equipos, es decir se vuelve subjetivo el análisis.

2.7.10 Reportes Entregados en el Análisis HAZOP

Los reportes son realizados por el equipo de trabajo que realizó el estudio, en el mismo se deja en constancia el alcance del análisis, definiciones, resultados del análisis, recomendaciones y conclusiones y anexos, luego de haberse realizado el estudio HAZOP, como se ha presentado en el presente trabajo. Debe contener información puntual referente al proyecto o procesos involucrados en el estudio, además deben detallar las debilidades (riesgos) encontradas y acciones a tomar para mitigar los problemas hallados es decir recomendaciones.

Toda la documentación utilizada en el desarrollo del análisis se encuentra adjunta en los capítulos III, IV, V y anexos del presente trabajo el reporte incluirá los siguientes ítems:

- Objetivos y alcance del estudio
- Descripción de proceso
- Una lista detallada de los diagramas P&ID
- Lista de los nodos analizados
- Matriz de riesgos para el evaluar las consecuencias
- Una lista de recomendaciones resultantes del análisis HAZOP
- Recomendaciones y acciones enlistadas
- Listado de acciones a realizarse en los procedimientos de operaciones

2.7.11 Revisión de los reportes para validación

La revisión de los informes inicial y final presentados por la prestadora de servicios, lo realiza la empresa cliente, Petroamazonas EP, en su calidad de operadora. Revisa el informe poniendo énfasis en los estándares de seguridad y políticas de la empresa. El informe es evaluado y corresponde a la revisión "C", para la emisión de comentarios correspondientes. (Petroamazonas EP, 2018) En el informe revisado, se debe constatar que existan las acciones a tomar y responsabilidades asignadas para la solución a problemas encontrados en el estudio HAZOP.

CAPÍTULO III

3 METODOLOGÍA

3.1 TERMINOLOGÍA EMPLEADA EN EL ANÁLISIS

La terminología usada tiene términos con significados especiales para guiar un estudio de riesgos HAZOP. Los términos clave son:

- Causas
- Consecuencias
- Desviación
- Intención
- Nodo
- Palabra guía
- Parámetro
- Recomendaciones

3.1.1 Causas

Son las razones por las que pueden ocurrir las desviaciones. No todas las posibles desviaciones son significativas y es responsabilidad del equipo del HAZOP identificar las desviaciones significativas con causas creíbles.

Estas causas pueden ser fallas del equipo, errores humanos, o externas (ejemplo, pérdida de potencia). Usualmente hay más de una causa para cada desviación.

3.1.2 Consecuencias

Las consecuencias, son los resultados que pueden ocurrir por acción de las desviaciones a las operaciones normales, se debe tener en cuenta que las consecuencias de una desviación a menudo difieren para cada causa.

3.1.3 Desviación

La desviación es un alejamiento de la intención del diseño, es decir apartarse del objetivo principal, la misma que es descubierta aplicando sistemáticamente las palabras guía a cada parámetro en cada nodo como el ejemplo mostrado en la tabla 3.1 a continuación:

Tabla 3.1: Parámetros de desviación

Palabra Guía + Parámetro	=	Desviación
No + Flujo	=	No Flujo
Más + Flujo	=	Más Flujo
Más + Temperatura	=	Temperatura alta

Fuente: Mantenimiento PAM

3.1.4 Intención

La intención se encarga de definir como se espera que opere el sistema en los nodos y proporciona un punto de referencia para formular y desarrollar las posteriores desviaciones.

3.1.5 Nodo

El nodo es el área de un diagrama de proceso (normalmente diagrama P&ID) en la cual se indagan las desviaciones en los parámetros operativos.

Los nodos son puntos donde los parámetros del proceso tienen identificado un requerimiento o intención de diseño y consisten generalmente en un sector de cañerías o recipientes con sus equipos y cañerías asociadas. Los nodos son normalmente seleccionados por un líder del estudio, antes de las reuniones del equipo de trabajo de estudio HAZOP. Se pueden realizar cambios en los nodos a medida que avanza el análisis de riesgos, debido al proceso de aprendizaje que acompaña al mismo.

3.1.6 Palabra Guía

Es una palabra o frase sencilla usada para calificar o cuantificar la intención y los parámetros asociados; se utiliza para definir las desviaciones.

Existe siete palabras guía estándar que se describen, en la tabla 3.2 a continuación:

Tabla 3.2: Cuadro de Palabras Guía para Análisis de Riesgo

Palabra Guía	Significado
No	Negación de la intención de diseño
Mas	Aumento cuantitativo
Menos	Disminución cuantitativa
Así como también	Aumento cualitativo
Parte de	Disminución cualitativa
Inverso	Lógica opuesta a la intención
Otro que	Substitución completa

Fuente: Mantenimiento PAM

Se puede decir que la lista de palabras guía no debe impedir de ninguna manera a las personas que apliquen esta técnica agregar otras palabras si ellas se ajustan al caso. Puede existir la necesidad de realizar alguna modificación de las palabras guía cuando se usan ciertos parámetros para aclarar el significado de la desviación.

Como es el caso ejemplo, “Más alto” y “Más bajo” son usadas como “más” o “menos” cuando se consideran temperaturas o presiones.

3.1.7 Parámetro

Un parámetro es un aspecto del proceso que lo describe físicamente, químicamente o en términos de lo que esté sucediendo. Los parámetros son normalmente clasificados como específicos o generales:

- Los parámetros específicos son aquellos que describen aspectos físicos del proceso.
- Por su lado los Parámetros generales son aquellos que describen aspectos de la intención de diseño restantes, después de que los parámetros específicos han sido ya considerados.

Los parámetros generalmente más utilizados, se detallan en la tabla 3.3 que se muestra a continuación:

Tabla 3.3: Parámetros Operacionales

Específicos	Generales
Composición	Alivio
Fase	Corrosión /Erosión
Flujo/Caudal	Instrumentación
Nivel	Mantenimiento
Presión	Muestreo
Temperatura	Seguridad

Fuente: FIC PAM

3.1.8 Definición de recomendaciones en el análisis

Las recomendaciones son acciones utilizadas para prevenir o mejorar la consecuencia de una desviación. De acuerdo con este concepto puede ser necesaria la obtención de información adicional a fin de que las desviaciones puedan ser apropiadamente evaluadas. La información es reunida en la Hoja de Trabajo con el nombre de la persona o Empresa responsable.

Debe tenerse en cuenta que el estudio HAZOP tiene como propósito principal identificar los posibles problemas, no necesariamente resolverlos.

Las personas que utilizan la metodología HAZOP deben evitar retrasos en las sesiones de estudio tratando de concebir soluciones para cada posible problema identificado.

Si una solución no es obvia, debe destacarse que existe un posible problema y recomendar que sea revisado, por los correspondientes especialistas para encontrar las posibles soluciones.

3.2 METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS HAZOP

La metodología para efectuar el Estudio de Identificación de Peligros y Problemas Operacionales (HAZOP), se estableció en criterios y antecedentes establecidos para elaborar estudios de este tipo, los mismos se tomaron de:

- Documento PAM-EP-ECU-FIC-06-PRC-002-7 "Manejo de Cambios MOC".

Adicionalmente, se consideraron los lineamientos establecidos en:

- Norma BS IEC 61882:2001 Hazard and Operability Studies (HAZOP studies) -guía de aplicación.
- Norma API 750 - Management of Process Hazards (Gestión de Riesgos en Proceso).

El documento que actúa como soporte principal del método son los diagramas: flujo de proceso (PFD) y tuberías e instrumentos (P&ID). Mencionados diagramas están detallados en el: anexo I y anexo V, del presente trabajo. La metodología para el desarrollo del Estudio (HAZOP), se resume en la forma siguiente:

- Recopilar de datos específicos para el estudio de análisis de riesgos.
- Dividir el proceso en secciones más pequeñas (nodos), para hacer posible la revisión.
- Seleccionar un NODO de estudio.
- Delinear la intención de diseño del nodo de estudio.
- Seleccionar un Parámetro o Variable de proceso.
- Fijar una Palabra Guía aplicable para el parámetro de proceso.
- Definir una desviación de la intención de diseño, combinando el parámetro de proceso con la palabra guía.
- Determinar las causas que generan una desviación.
- Definir las consecuencias de la desviación, suponiendo que no existen protecciones, con el propósito de establecer consecuencias de interés tales como:
 - a) Perjuicio a personas
 - b) Perjuicio al público en general.
 - c) Perjuicio a la propiedad e instalaciones.
 - d) Prejuicio al ambiente.
- Definir las protecciones y salvaguardas del proceso que se espera entren en acción si la desviación ocurre, por la cual la consecuencia o causa pudieran evitarse.
- Realizar la valoración cualitativa del nivel de riesgo, con el fin primordial de establecer un orden de prioridad para la ejecución de las recomendaciones derivadas del HAZOP.
- Usar la matriz de riesgos incluida en el procedimiento PAM-EP-ECU-FIC-06-PRC-005-2 "Análisis de riesgos".

- Determinar necesario una o más recomendaciones para prevenir la causa o mitigar la consecuencia.

Un ejemplo de la secuencia a seguir, para elaborar el análisis según Petroamazonas EP en trabajos realizados de equipos en estaciones se muestra en la figura 3.1:

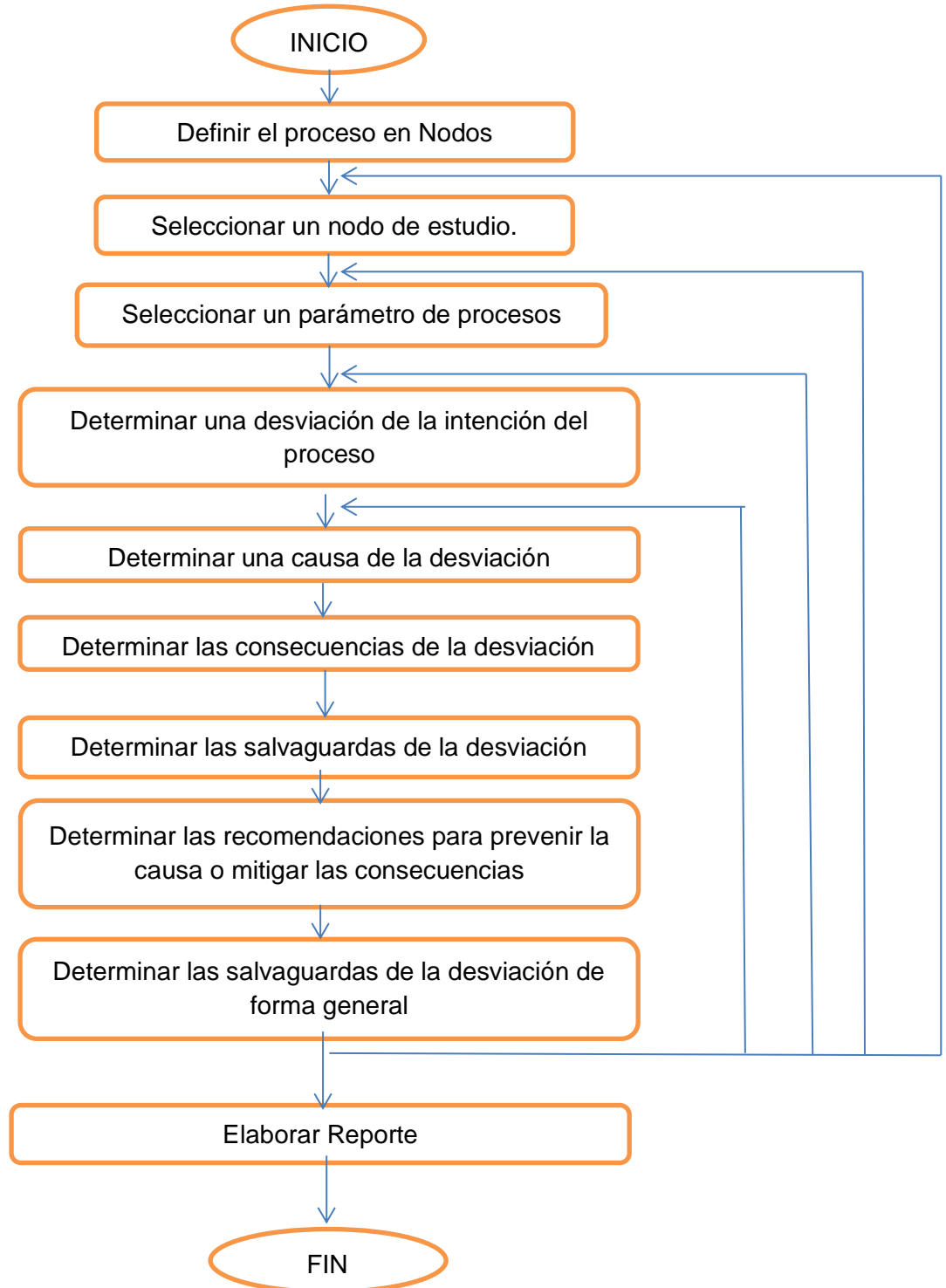


Figura 3.1: Diagrama simplificado del procedimiento de la metodología HAZOP

Elaborado por: Lima Edison

Fuente: Documento PAM "Manejo de Cambios MOC"

Al realizar una evaluación cuantitativa del nivel de riesgo vinculado con los diferentes escenarios o consecuencias identificados en cada desviación considerada, permite visualizar automáticamente la relevancia de cada una de las recomendaciones emitidas, priorizando su ejecución y toma de acciones al equipo responsable del proyecto.

Para evaluar de dicha manera el nivel de riesgo se estableció la utilización de las siguientes matrices de evaluación y la guía de acciones a tomar siguientes.

3.2.1 Consecuencia

Para definir la consecuencia en un estudio HAZOP, se detalla la siguiente guía o matriz tabla 3.4, en donde se da preponderancia en su orden a consecuencias de accidentes al personal, medio ambiente, instalaciones y producción o a terceros.

Tabla 3.4: Orden de Consecuencias de accidentes

	Daño a las personas	Daño al medio ambiente	Daños a la propiedad	Daños a terceros
Catastrófica C4	Toda lesión importante que termine en muerte ocupacional o involucre la incapacidad permanente de tres o más personas.	Todo daño en que no se pueda realizar la limpieza y/o remediación o que requiera más de un año para tal efecto, daño irreversible a la cadena alimenticia o vida silvestre (terrestre y/o acuática).	Daños a equipos o propiedad cuyo valor sea mayor a USD 1000000.	Muerte o incapacidad permanente de uno o más miembros del público, daños mayores a su propiedad o acciones severas de éstos amenazando la operación.
Grave C3	Toda lesión importante que involucre la incapacidad permanente de una o dos personas.	Todo daño cuya limpieza y/o remediación se haya completado antes de un año, pero superior a 1 mes, daño importante a la cadena alimenticia o vida silvestre (terrestre y/o acuática).	Daños a equipos o propiedad cuyo valor sea mayor a USD 100000 pero inferior a USD 1000000.	Efectos temporales a la salud de uno o más miembros del público, daños moderados a su propiedad o acciones moderadas de éstos amenazando la operación.
Moderada C2	Toda lesión seria que involucre incapacidad temporal o esté determinada como registrable por la OSHA.	Todo daño cuya limpieza y/o remediación se haya completado de forma inmediata o en el lapso antes de un 1 mes, daño menor a la cadena alimenticia o vida silvestre (terrestre y/o acuática).	Daños a equipos o propiedad cuyo valor sea mayor a USD 25000 pero inferior a USD 100000.	Efectos menores a la salud de uno o más miembros del público, daños menores a su propiedad o acciones menores de éstos amenazando la operación.
Menor C1	Toda lesión que requiere únicamente, primeros auxilios según lo descrito por la OSHA.	Todo daño cuya limpieza es inmediata y no se requiere de remediación. No hay afectación de la cadena alimenticia o vida silvestre (terrestre y/o acuática).	Daños a equipos o propiedad cuyo valor sea inferior a USD 25000.	Efectos mínimos a la salud de uno o más miembros del público o posibles acciones menores de éstos amenazando la operación.

Fuente: FIC PAM

3.2.2 Frecuencia

Para detallar el nivel de frecuencia por lo general se requiere la utilización de la siguiente tabla 3.5, basándose en la probabilidad de ocurrencia del evento analizado.

Tabla 3.5: Nivel de Frecuencia
Modificado por: Edison Lima

REMOTA (P1)	BAJO (P2)	MEDIO (P3)	ALTO (P4)
Es improbable que este tipo de evento ocurra en la Organización y no se conoce de experiencias similares en otras Organizaciones.	Es improbable que este tipo de evento ocurra en la Organización, pero se conoce de su ocurrencia en otras Organizaciones.	Puede ocurrir en alguno de los procesos o actividades de la Organización durante la duración de las operaciones.	Ha ocurrido anteriormente en alguno de los procesos o actividades de la Organización y es probable que ocurra nuevamente durante la duración de las operaciones.

Fuente: PAM

3.3 PROCEDIMIENTO UTILIZADO EN EL ANÁLISIS DE RIESGOS HAZOP

La metodología utilizada para el desarrollo del Estudio de Identificación de Peligros y Problemas Operacionales (HAZOP), en la estación Cuyabeno específicamente en la planta de generación eléctrica a gas; se detallan de forma sistemática y de acuerdo con los parámetros establecidos por la empresa Petroamazonas EP.

Para la realización del presente análisis HAZOP se utilizó las etapas que se describen a continuación:

3.3.1 Alcance específico del presente análisis HAZOP

El alcance del estudio es el analizar los riesgos y operatividad en la planta de generación eléctrica a base de gas asociado de la estación Cuyabeno, y del proyecto para la implementación de un acumulador de gas, con el objetivo de mejorar la seguridad y adicionalmente se realizará una nueva matriz de riesgos.

3.3.2 Definición de área de estudio

La definición del área de estudio en el caso particular de la estación de gas en Cuyabeno consistió en delimitar las áreas a las cuales se aplicó la técnica en la instalación de proceso, considerada como el área objeto de estudio. Se definieron para mayor facilidad en el análisis una serie de subsistemas (nodos) o líneas de proceso que corresponden a entidades funcionales propias.

Es decir, el HAZOP se centró en las facilidades de la estación y en los procesos de tratamiento de gas asociado.

3.3.3 Definición de los Nodos

Para la definición de nodos se tiene en cuenta como criterio dividir el proceso general en subprocesos, para que el análisis entregue mayor grado de detalle y sus resultados sean más confiables al momento de tomar acciones respectivas. Debido a que el crudo es sometido a una serie de procesos, para la utilización de gas asociado como combustible, se han definido nodos de acuerdo con cada área en donde se realizan procesos de separación específicos de separación, deshidratación, quema y venteo y generación eléctrica.

Los nodos definidos en el estudio HAZOP de la estación Cuyabeno, se lo realizó dividiéndolos en 13 nodos, que se distribuyen de la siguiente manera en la planta de: 7 en la estación Cuyabeno que son referentes a los procesos de tratamiento del gas y 6 para la estación de generación eléctrica a base de gas asociado, 12 evaluados mediante la metodología HAZOP y 1 mediante el análisis Check List debido a que no se cuenta con el P&ID de mencionado nodo.

Para realizar la evaluación del LAY OUT (plan de implantación) del tanque acumulador de gas, se lo realizó con la metodología CHECK LIST, este nodo en particular se le considera como general para su evaluación. En el ANEXO II se presenta el diagrama de flujo de la estación, posteriormente en el anexo III la lista los P&ID's utilizados, con la clasificación de los nodos correspondiente para el estudio HAZOP de la planta de generación eléctrica a gas de Cuyabeno.

Se analizó la lógica del proceso, control de los sistemas instrumentados, frecuencia de ocurrencia de eventos, consecuencias o severidad incluyendo daños al personal, al medio ambiente, impacto económico y daños a terceras personas que pudieran estar en el área de influencia del proyecto. La técnica HAZOP se aplicó a cada uno de estos puntos. Cada nodo es caracterizado por variables de proceso: presión, nivel, flujo, entre otras, según sea el caso.

3.3.4 Parámetros y Aplicación de las Palabras Guía

Para el análisis de riesgos en cada nodo deben identificarse preguntas que reflejen las posibles desviaciones respecto de la intención de diseño establecida en la ingeniería. La identificación de riesgos se efectúa en forma sistemática mediante la utilización de "parámetros de diseño o específicos" y aplicación de "palabras guía".

Los parámetros específicos del proceso en conjunto con las palabras guía sirven de estímulo para la discusión del grupo de trabajo y focalización de los posibles peligros del proceso.

En la tabla 3.6 se detallan los parámetros específicos utilizados para el estudio HAZOP de la planta de generación eléctrica de gas de la estación Cuyabeno en el anexo VI:

Tabla 3.6: Parámetros específicos utilizados
Elaborado por: Edison Lima

Parámetros Específicos
Pérdida de contención
Fase
Flujo
Nivel
Presión
Temperatura

Fuente: Mantenimiento PAM

Por su parte las palabras guía se emplean para indicar las posibles desviaciones de los parámetros del nodo bajo estudio. Se aplican tanto a acciones (reacciones, transferencias, etc.), como a parámetros específicos (presión, caudal, temperatura, etc.). La tabla 3.7, nos indica las Palabras Guías utilizadas en el presente estudio:

Tabla 3.7: Palabras Guías del HAZOP
Elaborado por: Edison Lima

Palabra Guía	Significado	Ejemplo de Desviación	Ejemplo de Causas Originadoras
NO	Negación de intención de diseño	No hay flujo en una línea	Bloqueo fallo de bombeo, válvula cerrada o atascada, fuga, válvula abierta, fallo de control
MÁS (ALTO)	Aumento cuantitativo fuera del rango normal de operación	Mas flujo	Presión de descarga reducida, succión presurizada
		Mas temperatura	Fuegos exteriores; bloqueo parcial, puntos calientes
MENOS (BAJO)	Disminución cuantitativa fuera del rango normal de operación	Menos caudal	Fallo de bombeo, fuga, sedimentos en línea
		Menos temperatura	Perdidas de calor, vaporización
REVERSO/ INVERSO	Opuesto Lógico de la intención	Flujo inverso	Fallo de bomba, sifón hacia atrás, inversión de bombeo
PARTE DE	Disminución Cualitativa (calidad)	Disminución de la composición de una mezcla	Concentración demasiado baja en la mezcla, reacciones adicionales
ADEMÁS DE	Aumento Cualitativo (calidad)	Impurezas o una fase extraordinaria	Entrada de contaminantes del exterior como aire, agua o aceites, fallo de aislamiento
OTRO QUE	Sustitución completa	Cualquier actividad	Eliminación de tapones, corrosión, fallo de energía

Fuente: Mantenimiento PAM

Las palabras guías utilizadas en el estudio están asociadas a parámetros para identificar con los siguientes desvíos, en la tabla 3.8 se muestran algunos:

Tabla 3.8: Palabras Guías utilizadas en el estudio HAZOP

		VARIABLE			
		Flujo	Temperatura	Presión	Nivel
Palabra Clave	Más	Alto flujo	Más temperatura	Más presión	Más nivel
	Menos	Bajo flujo	Menos temperatura	Menos presión	Menos nivel
	No	No flujo	--	--	--
	Inverso	Flujo inverso	--	--	--
	Parte de	Concentración errada	--	--	--
	Además de	Contaminación	--	--	--
	Otro que	--	--	--	--

Fuente: Mantenimiento PAM

3.3.5 Matriz de riesgos utilizada para la evaluación

La matriz de riesgos de Petroamazonas nos indica que paralelamente a las desviaciones se deben indicar las causas posibles de estas desviaciones y posteriormente las consecuencias de estas desviaciones. Con el propósito fundamental de evaluar la importancia de cada desviación se emplea la matriz de riesgo que se muestra en la Figura 3.2, Tabla 3.9 y Anexo II, correspondiente a la empresa Petroamazonas-EP (PAM-EP). Para cada desviación el grupo de trabajo del HAZOP se decidió emplear la matriz de riesgo en dos ocasiones por los motivos detallados a continuación:

- 1) Calificación del riesgo actual de la desviación, considerando las previsiones y atenuantes previstas en la ingeniería (Safeguards).
- 2) Calificación del riesgo residual considerando la(s) recomendación (es) analizada (s) por el grupo de trabajo.

		REMOTA [1]	INFRECUENTE [5]	OCASIONAL [10]	FRECUENTE [20]
		POTENCIAL DE PÉRDIDA	CATASTRÓFICA [20]	B 20	C 100
GRAVE [10]	A 10		B 50	C 100	D 200
MODERADA [5]	A 5		B 25	B 50	C 100
LEVE [1]	A 1		A 5	A 10	B 20

A	1 < A ≤ 10
B	11 < B ≤ 50
C	51 < C ≤ 100
D	101 < D ≤ 200
E	201 < E ≤ 400

Figura 3.2: Matriz de Riesgos Petroamazonas

Fuente: Mantenimiento Petroamazonas

Las Acciones de Respuesta a tomar para responder a un determinado nivel de riesgo deberían ser las indicadas en la tabla 3.9 siguiente:

Tabla 3.9: Descripción del nivel de riesgo

NIVEL DE RIESGO	ACCIONES DE RESPUESTA
A	No se requiere la implantación de medidas o estudios adicionales. Documentar todo estudio de riesgo realizado.
B	Analizar la factibilidad de implantar medidas adicionales para reducir el riesgo. Documentar toda la información relacionada con los peligros potenciales y las medidas requeridas para reducir el riesgo.
C	Establecer medidas adicionales necesarias para reducir el riesgo e implantar todas aquellas que se consideren factibles y permitan la realización o continuación de las operaciones. Justificar las acciones tomadas para reducir el riesgo.
D	Verificar el nivel de riesgo por medio de un análisis exhaustivo del proceso o actividad. Si el nivel de riesgo se mantiene, la Gerencia de Facilidades y Construcción deberá implantar todas las medidas apropiadas para reducir el riesgo a niveles que permitan realizar o continuar con las operaciones. Si el nivel de riesgo no puede ser reducido a una categoría inferior en un tiempo razonable, la Gerencia de Facilidades y Construcción deberá comunicar de ello a la Gerencia General. Documentar toda la información relacionada con los peligros potenciales y las medidas requeridas para reducir el riesgo.
E	Este nivel de riesgo es INACEPTABLE. Verificar el nivel de riesgo por medio de un análisis exhaustivo del proceso o actividad. Si el nivel de riesgo se mantiene, la Gerencia de Facilidades y Construcción deberá implantar todas las medidas apropiadas para reducir el riesgo a niveles que permitan realizar o continuar con las operaciones. La Gerencia General deberá establecer otra alternativa o cambiar de proceso, a fin de continuar con las operaciones.

Fuente: Mantenimiento PAM

3.4 NUEVA MATRIZ DE GRAVEDAD DE RIESGOS Y GUÍA DE ACTUACIÓN

Para la metodología HAZOP del presente análisis, se utilizó la matriz del grado o gravedad del riesgo de Petroamazonas EP anexo II, juntamente con la guía de actuación, que define las acciones a tomar para mitigar y reducir el riesgo. Misma que proporciona los periodos y plazos establecidos para la ejecución de las acciones o recomendaciones.

Sin embargo, es necesario recalcar que en la matriz de riesgos en el anexo II de la empresa Petroamazonas EP se establecen parámetros y niveles que son permisibles, por lo que se hace necesario el planteamiento de una nueva matriz de riesgos.

A continuación, se postula varias razones por las cuales es necesario la creación de una nueva matriz de evaluación de riesgos:

- Como primer punto, se tiene que al existir un mayor número de niveles se genera la posibilidad de pasar por alto riesgos que se deberían tomar en cuenta con mayor rigurosidad.
- Los rangos de aplicabilidad son demasiado permisibles, ya que por existir 5 niveles de evaluación se creería que algunos riesgos no son graves y se los pasaría por alto al momento de generar salvaguardas, lo que produce que existan algunas debilidades en la evaluación.
- Al disminuir los rangos o niveles de aplicación se tendría un mejor detalle en la evaluación de los riesgos y un mejor enfoque para crear salvaguardas, por ende, al existir menores rangos en el nivel de riesgos las alarmas o indicadores, se de activarían en menores tiempos. Es decir, se tomaría medidas más rigurosas más pronto conforme las desviaciones se acerquen a las medidas de probabilidad y consecuencias más altas, lo que mejoraría las medidas a tomar para solucionar los posibles problemas.
- Las medidas de contingencia serían más rigurosas evitando el relajamiento al momento de evaluar riesgos de accidentes en las operaciones dentro de una estación de producción.

En consecuencia, si basáramos nuestra evaluación en la nueva matriz de riesgos planteada en la tabla 3.10 y tabla 3.11, la evaluación mejoraría en el caso específico del presente análisis, es decir, en el caso específico la planta de generación de gas asociado de Cuyabeno. Mismo que facilitaría la evaluación y plantearía recomendaciones para tomar salvaguardas más pronto con el propósito de mejorar la operatividad, ya que lo que busca siempre es evitar a toda costa pérdidas humanas, materiales y económicas.


Cabe destacar que lo mencionado en el párrafo anterior es subjetivo del autor del presente trabajo, sin embargo, los niveles creados en la matriz planteada a continuación, sí tiene parámetros objetivos ya que se desprenden de la matriz de Petroamazonas ya establecida.

Tomando en cuenta todas las razones que plantean la necesidad de creación de una nueva matriz de riesgos se ha modificado la matriz de evaluación de Petroamazonas EP, como se muestra en la tabla 3.10.

En la misma se clasifica la probabilidad de ocurrencia de un evento, es decir la desviación de un parámetro normal de operación y los niveles de consecuencias que tendrían mencionados eventos. Además, se indica por letra y color el tipo de riesgo y acciones a tomar.

De acuerdo con todo lo mencionado se ha generado una mínima modificación que consiste en reducir un nivel en el tipo de riesgo, y por ende disminuir un tipo de salvaguarda a la matriz de riesgo de Petroamazonas, para poner más énfasis en problemas operacionales que a simple vista parecen irrelevantes, a continuación se presenta en la tabla 3.10:

Tabla 3.10: Matriz de gravedad
Modificado por: Edison Lima

PROBABILIDAD	Alta P1	B	B	A	A
	Media P3	C	B	B	A
	Baja P2	D	C	B	B
	Remota P1	D	D	C	B
		Menor C4	Moderada C2	Grave C3	Catastrófica C4
		CONSECUENCIA			

Fuente: Mantenimiento PAM

En base a lo mencionado se ha creado una nueva matriz de evaluación de riesgos, resultando en el planteamiento de 4 niveles en el tipo de riesgo para la evaluación, lo mismo que nos permitirá evitar permisibilidad al momento de evaluar los riesgos, generar recomendaciones y posteriormente desarrollar las salvaguardas pertinentes.

En la tabla 3.11, se detallan las acciones planteadas a tomar ante cada tipo de riesgo de acuerdo con la modificación realizada, lo que da paso a la nueva tabla de evaluación de riesgos como se indica:

Tabla 3.11: Nueva Matriz Tipo de Riesgo

Tipo de Riesgo	Acción a Tomar
<p>D: Riesgo Razonablemente Aceptable</p>	<p>El tipo de riesgo requiere de control, sin embargo, es de bajo impacto y puede programarse su atención juntamente con otras mejoras operativas.</p>
<p>C: Riesgo Aceptable con Controles</p>	<p>En el tipo C el riesgo es significativo, no obstante, se pueden compensar con las acciones correctivas en el paro de instalaciones programado, para no presionar programas de trabajo y costos. La mitigación debe enfocarse en la disciplina operativa y en la confiabilidad de los sistemas de protección.</p>
<p>B: Riesgo Indeseable</p>	<p>El riesgo debe ser reducido y existe un margen para investigar y analizar a más detalle. Si la solución se demora más tiempo, deben establecerse controles temporales inmediatos en sitio, para reducir el riesgo</p>
<p>A: Riesgo Intolerable</p>	<p>El riesgo requiere una acción inmediata; el costo no debe ser una limitación y el no hacer nada no es una opción aceptable. Un riesgo Tipo "A" representa una situación de emergencia y deben establecerse controles temporales inmediatos. La mitigación debe hacerse por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Tipo C o de preferencia a Tipo D.</p>

Elaborada por: Lima Edison

CAPÍTULO IV

4 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 RESULTADOS DEL ESTUDIO HAZOP

El estudio análisis de riesgos HAZOP de la estación Cuyabeno, nos indica que las desviaciones propuestas dentro de la serie de parámetros elegidos han permitido evidenciar el nivel de riesgo, para cada uno de los 13 nodos seleccionados.

Así mismo se logró identificar causas específicas y las consecuencias a las desviaciones propuestas, las mismas que fueron evaluadas de acuerdo con la Matriz de Riesgo de la empresa Petroamazonas anexo II.

Luego del análisis se propuso recomendaciones que ayuden a enfocarse en la disminución de los riesgos o de ser el caso tratar de eliminarlos, para garantizar la seguridad del personal que trabaja a diario. Así mismo mejorar la operatividad de la estación Cuyabeno y su sistema de generación de electricidad a gas asociado.

Las recomendaciones realizadas mitigaran los riesgos a partir de acciones sugeridas en parámetro claves y desviaciones específicas de la estación.

Se determinó 13 nodos, de los cuales 12 fueron evaluados bajo metodología de riesgos HAZOP, la misma que fue elegida en inicio para realizar el estudio, por ser la más completa al momento de evaluar los riesgos de operatividad de la estación.

El nodo restante fue evaluado con la metodología Check List, debido a que el nodo se encuentra en etapa de Ingeniería Conceptual y no se dispone del diagrama de instrumentación y tuberías P&ID como se mencionó anteriormente, razón por la cual se utilizó el diagrama Layout y datos referentes recopilados en la estación de generación eléctrica a cargo del área de mantenimiento de la empresa Petroamazonas.

Debido a que la estación Cuyabeno, procesa el crudo en sus diferentes fases: petróleo, agua y gas, es importante aclarar que el análisis de riesgos HAZOP se lo aplicó; solo a la fase gaseosa.

Es decir, no se realizó el análisis completo de la estación Cuyabeno, sino solo a los equipos (facilidades de superficie) y procesos involucrados en el tratamiento del gas asociado, para su utilización como combustible en la planta de generación eléctrica.

Las matrices de riesgo elaboradas en el anexo VI, están basadas en los P&ID anexo V de las facilidades de Cuyabeno lista ubicada en el anexo III y de acuerdo con la selección de nodos en el anexo IV, un ejemplo del análisis se muestra en el nodo 2 de la tabla 4.1 y 4.2.

Se generó desviaciones para realizar el análisis HAZOP basado en la matriz de Petroamazonas.

4.1.1 Desviaciones planteadas en el análisis

Para la evaluación de cada uno de los nodos se utilizó un número definido de parámetros, desviaciones y sus posibles causas que generen un evento peligroso que involucre pérdidas materiales, económicas y representen un riesgo a los operadores que trabajan en la estación, resultados generales se muestran en la siguiente figura 4.1:

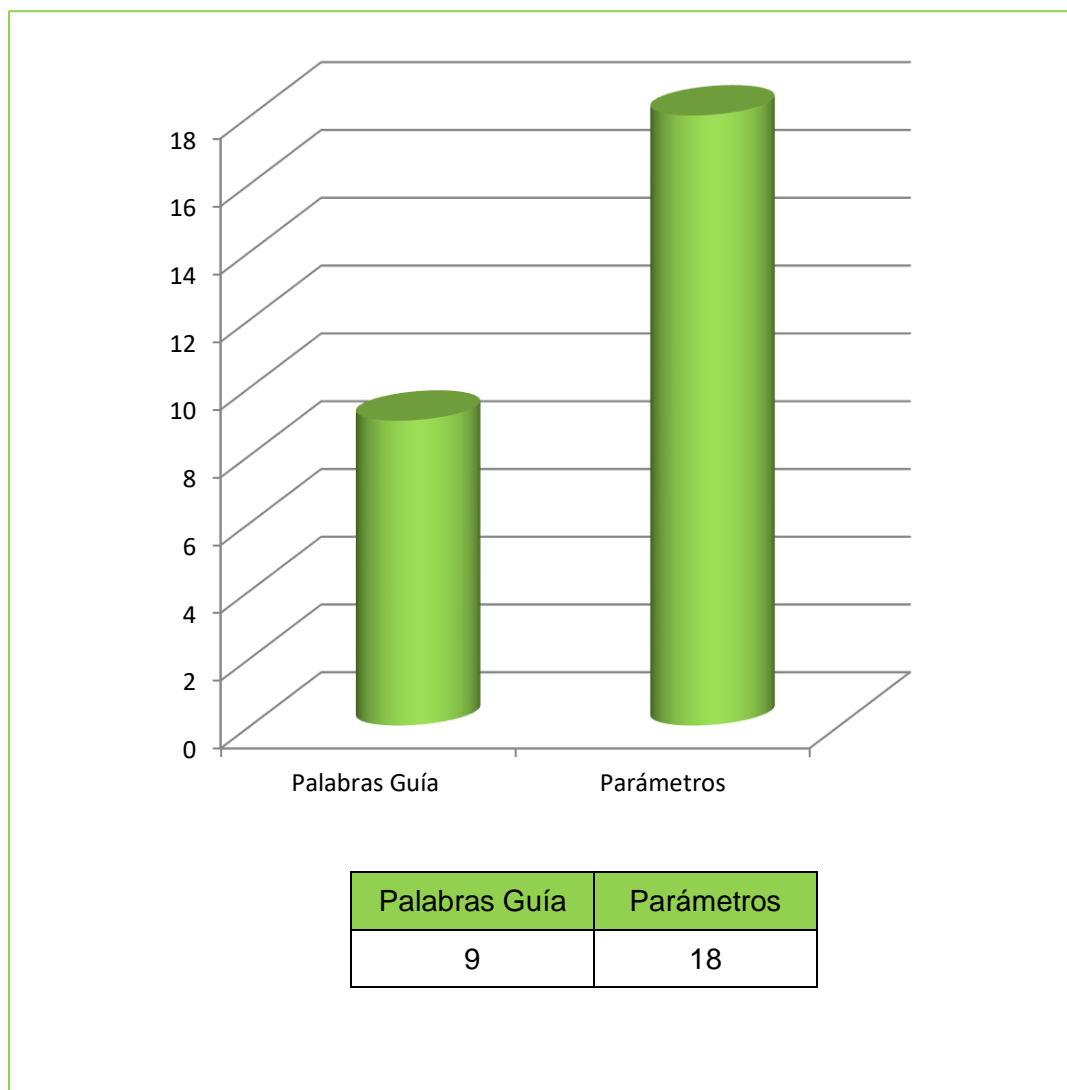


Figura 4.1: Desviaciones Planteadas
Elaborado: Lima Edison

Para resumir de forma general los resultados evidenciados en el estudio de los nodos evaluados, mediante las matrices de evaluación de riesgo en el anexo VI, se ha subdividido en partes de acuerdo a las: desviaciones planteadas en el análisis, niveles de riesgo y numéricamente según la matriz de riesgos base de Petroamazonas.

4.2 RESULTADOS DE ACUERDO CON LAS DESVIACIONES

El número de desviaciones mostradas en el cuadro anterior figura 4.1, nos indica que se planteó varias desviaciones, sin embargo, no todas las desviaciones planteadas son aplicables para todos los nodos seleccionados, por ende, fue necesario crear desviaciones generales y específicas para cada nodo evaluado. Lo mencionado ocurre porque cada proceso utiliza equipos diferentes que requieren un tipo específico de evaluación.

Las desviaciones generales son aplicables para los nodos que manejan parámetros similares en los procesos, algunos de los parámetros utilizados se ubican en la tabla 3.1 del capítulo III.

4.2.1 Generales

Las desviaciones generales que se plantearon en los nodos, se las utilizó de forma común en el análisis, parámetros como flujo, presión y temperatura, etc.

Así mismo se utilizó palabras guía, como alto, bajo, no flujo, reverso, otro que, palabras que se las planteó y se las utilizó de manera común para todos los nodos, las figuras 4.2;4.3 y 4.4 siguientes muestran un resumen general de las desviaciones encontradas en el análisis HAZOP de la estación Cuyabeno y su planta de generación eléctrica a gas:

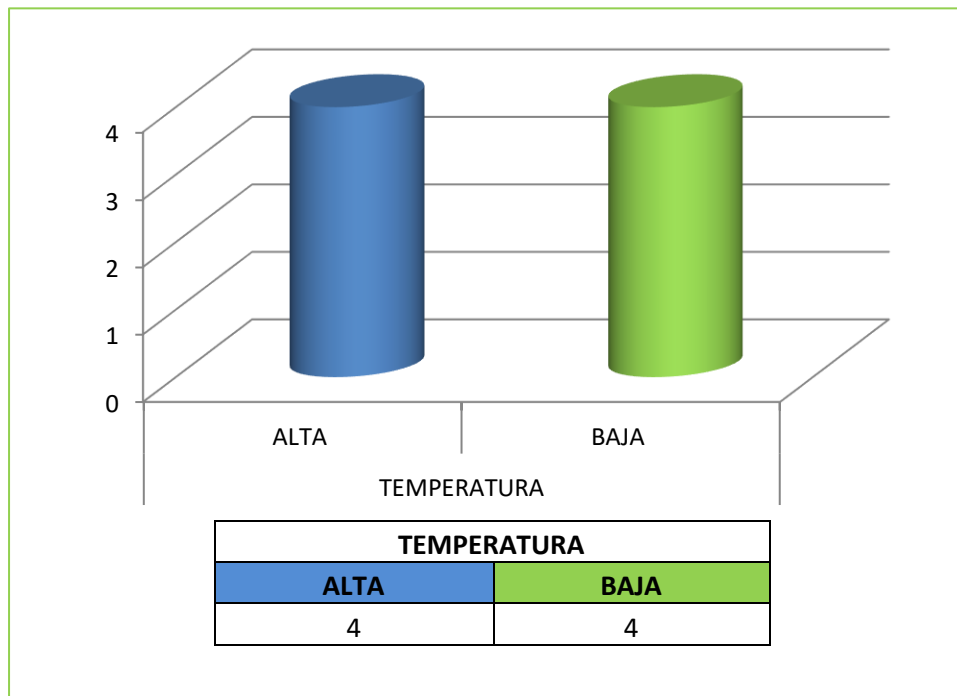


Figura 4.2: Desviación por Temperatura
Elaborado por: Lima Edison

En la figura 4.2 se muestran que existen 4 desviaciones de alta temperatura y 4 de baja temperatura.

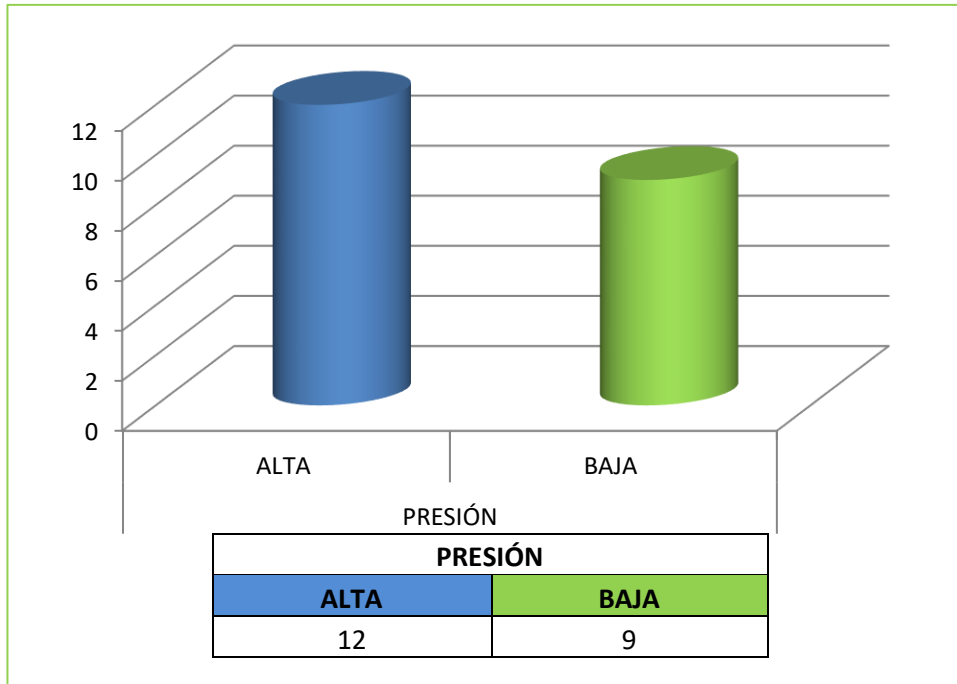


Figura 4.3: Desviación por Presión
Elaborado por: Lima Edison

En la figura 4.3 se muestran que existen 12 desviaciones de alta presión y 9 de baja presión.

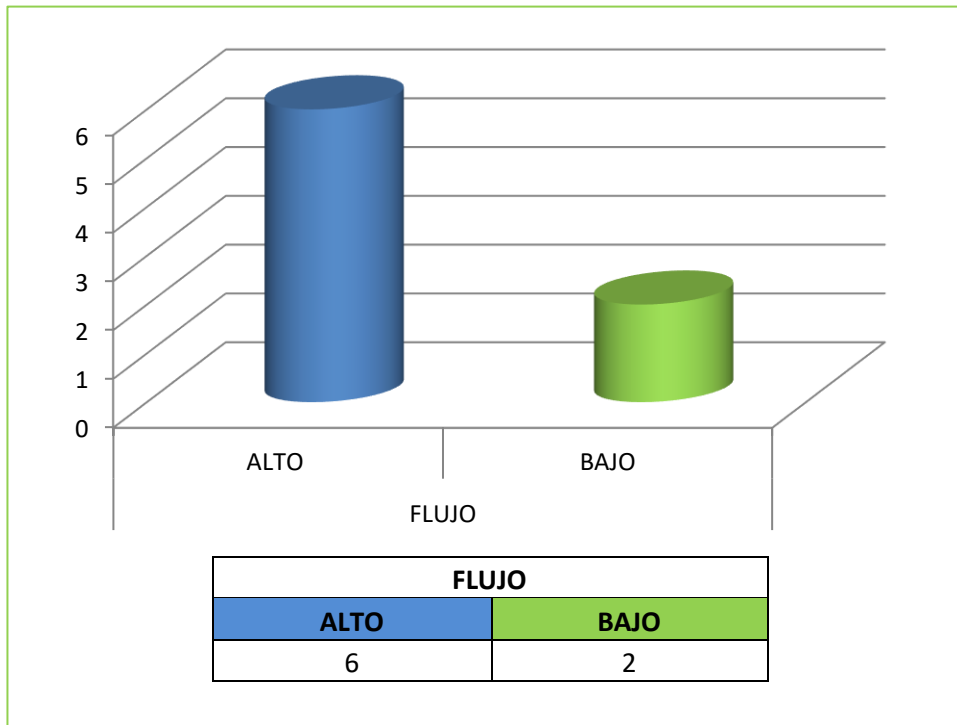


Figura 4.4: Desviación por Flujo
Elaborado por: Lima Edison

En la figura 4.4 se muestran que existen 6 desviaciones de alto flujo y 2 de bajo flujo.

4.2.2 Específicas

De las desviaciones específicas se describió de acuerdo con la separación de nodos, 7 que son evaluados en el proceso de tratamiento del gas asociado en la estación Cuyabeno, y 5 nodos en la planta de generación eléctrica de gas, la figura 4.5 a continuación muestra los nodos y número de parámetros específicos utilizados en cada uno:

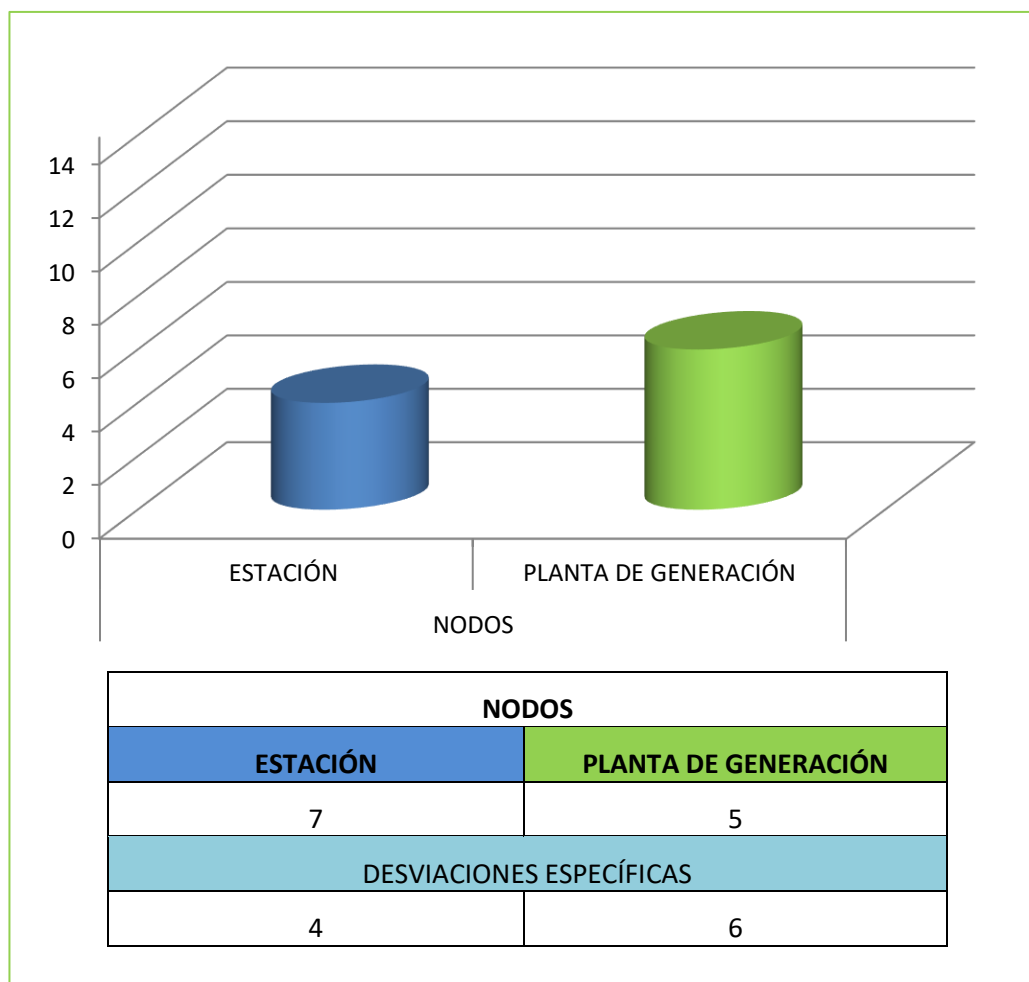


Figura 4.5: Desviaciones específicas
Elaborado por: Lima Edison

Para cada uno de todos los nodos se evaluó con un número definido de parámetros, los resultados del nodo 2 nos presenta mediante ejemplo del análisis de riesgos.

4.3 ANÁLISIS DEL NODO 2

El análisis del nodo 2 nos muestra un ejemplo de cómo se realizó el análisis de riesgos utilizando las desviaciones mediante palabras guía y parámetros ya descritos.

Las tablas 4.1 y 4.2 describen las desviaciones, causas y consecuencias resultantes del análisis del nodo:

Tabla 4.1: Parte 1 del Análisis Nodo # 2

PALABRA GUÍA	PARÁMETROS	CAUSAS	EFFECTOS/CONSECUENCIAS
1. NO	1.1 Flujo	Cierre de válvula de control de ingreso al V-128	No se visualizan consecuencias
		Cierre de válvula de control de ingreso al V-129	
		Cierre de válvula de control de ingreso al V-344	
2. ALTO	2.1 Interface	Obstrucción de filtro "Y" en línea de salida de fluido agua	Arrastre o mezcla de agua en línea de crudo
		Fallos en lazo de control	
	2.2 Temperatura	Falla válvula de gas Interno separadores	Disminución de contención al superar la presión de colapso del separador
		Fallo en extractor de niebla	
	2.3 presión	Aumento de temperatura en el fluido aguas arriba o desde separador	Alta Presión en separadores (V-129; V-344; V-128)
		Fallos en el lazo de control	
3. BAJO	3.1 Interface	Cierre manual de válvula en la línea de salida de gas	Evidencia altos niveles de Crudo en corriente de agua
	3.2 Temperatura	Defecto en funcionamiento en el lazo de control de salida de fluido agua	Posibles bajo porcentaje de separación gas petróleo
	3.3 Presión	Fallo en instrumentación de control	Arrastre de fluidos líquidos en la corriente de gas por alto nivel
		Falla en el lazo de control de presión en el separador V-344; V-128; V-129	

Elaborado por: Lima Edison

Tabla 4.2: Parte 2 del Análisis Nodo# 2

PALABRA GUÍA	PARÁMETROS	CAUSAS	EFECTOS/CONSECUENCIAS
4. OTRO QUE	4.1 Flujo	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias
	4.3 Presencia de sólidos	Operaciones que dejan con Contaminantes los pozos luego de reacondicionamientos	Taponamiento de filtros
	4.2 Pérdida de contención	Corrosión / Erosión	Fugas en el sistema
Válvula de drenaje o purga con fugas			
5. APAGADO	5.1 Apagado	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias
6. PUESTA EN MARCHA	6.1 Desviación durante puesta en marcha	Excesiva presencia de Oxígeno dentro del sistema	Obstrucción y taponamiento excesivo

Elaborado por: Lima Edison

4.4 RESULTADOS DEL NIVEL DE RIESGO ESTUDIO HAZOP

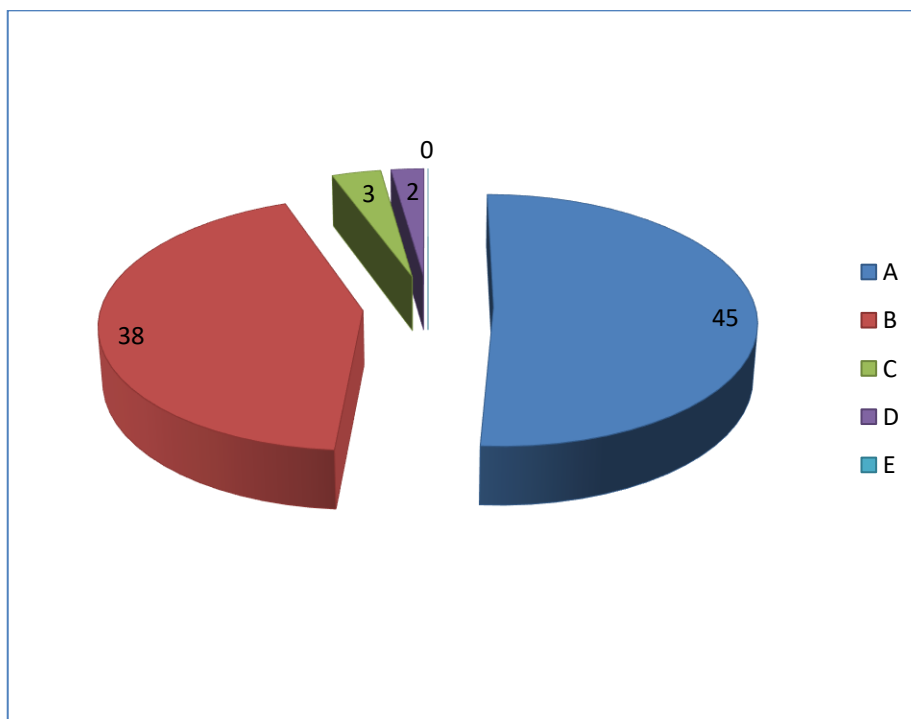
Los resultados del análisis de acuerdo con el riesgo evidenciado en la estación se dividieron en dos: de acuerdo con nivel cualitativo y nivel cuantitativo de la matriz de la empresa, detallados a continuación.

4.4.1 De acuerdo con el nivel de riesgo

Los resultados obtenidos de acuerdo con el nivel de riesgo están establecidos dentro de los rangos de aplicabilidad de la matriz de riesgo de Petroamazonas. Los resultados fueron evaluados de forma cualitativa, la figura 4.6 muestra el número total y categoría de los riesgos encontrados en el análisis de los 12 nodos según el nivel:

Nivel de riesgo	Número de Eventos Peligrosos
A	45
B	38
C	3
D	2
E	0

Figura 4.6: Resultado Nivel de Riesgo
Elaborado por: Lima Edison



En base al gráfico se puede evidenciar que existen un mayor número de riesgos tipo A y de acuerdo a la matriz de Petroamazonas en el Anexo II, lo que indica que no se requiere la implementación de medidas o estudios adicionales.

Sin embargo, existen 2 casos que se ubican en el nivel D y de acuerdo con la matriz de evaluación es necesario verificar el nivel de riesgo por medio de un análisis exhaustivo del proceso o actividad. Sí el nivel de riesgo se mantiene, la Gerencia de la facilidad deberá implantar todas las medidas apropiadas para reducir el riesgo a niveles que permitan realizar o continuar con las operaciones.

Si el nivel de riesgo no puede ser reducido a una categoría inferior en un tiempo razonable, la Gerencia de la facilidad deberá comunicar de ello a la Gerencia General además es necesario documentar toda la información relacionada con los peligros potenciales. (Petroamazonas EP, 2018)

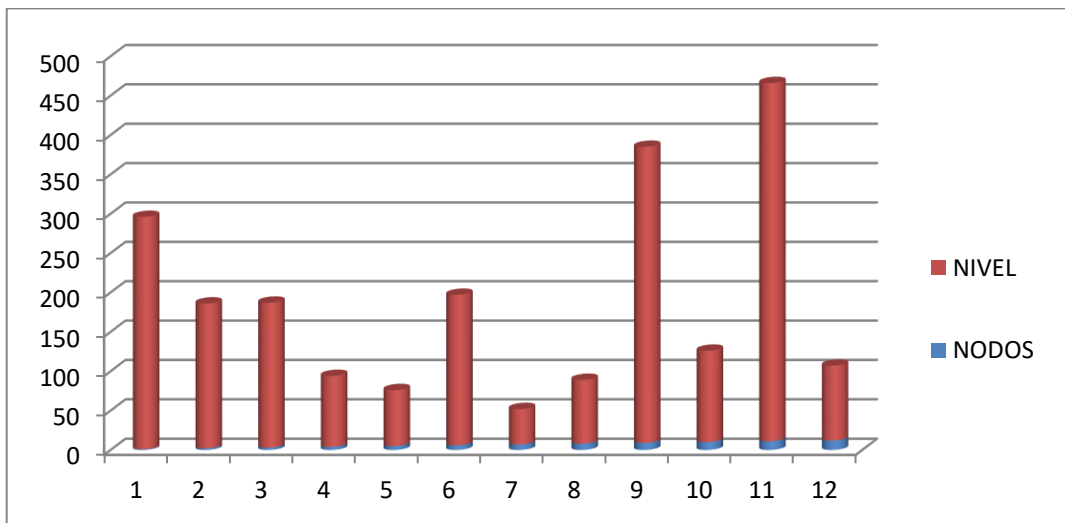
4.4.2 De acuerdo con el valor del nivel de riesgo

La matriz de riesgos de la empresa Petroamazonas, evalúa mediante los niveles explicados en la matriz del anexo II. Los resultados generales de acuerdo con el valor de riesgo están establecidos de acuerdo con la sumatoria de cada uno de los nodos como se indica en la tabla 4.3.

Tabla 4.3: Sumatoria del Nivel de Riesgos

NODOS	SUMA	NIVEL
1	295	E
2	184	D
3	184	D
4	90	C
5	71	C
6	191	D
7	45	C
8	81	C
9	376	E
10	116	D
11	455	E
12	95	C

Elaborado por: Lima Edison



Los resultados nos indican que en los nodos 9 y 11, se tienen los más altos niveles de riesgos y en los cuales se debe poner mayor atención al momento de emitir recomendaciones, para realizar acciones que mitiguen los riesgos presentados en el análisis HAZOP. Es importante recalcar que los valores acumulados de cada nodo solo son referenciales, debido a que el análisis HAZOP se aplica de forma individual a cada desviación.

4.5 RECOMENDACIONES DERIVADAS DEL ANÁLISIS

Las siguientes recomendaciones son planteadas en base a los resultados del presente del estudio HAZOP de la estación Cuyabeno y como producto del análisis de los nodos seleccionados, se totalizaron 114 recomendaciones específicas para cada nodo, algunas similares pero aplicables sobre elementos diferentes de acuerdo con el origen del análisis. El resumen de las recomendaciones se encuentra en el anexo VII.

Es importante indicar que debido a las características del proceso y de las instalaciones, las recomendaciones emitidas están en su mayoría orientadas al desarrollo de instructivos que permitan la ejecución de las acciones y actividades de una manera segura, evitando la ejecución de maniobras equivocadas que pudiesen poner en riesgo el desarrollo de las operaciones y la integridad de los operadores.

Las recomendaciones fueron identificadas, usando una matriz de clasificación de 4x4 propuestas por Petroamazonas EP.

Del conjunto de recomendaciones propuestas en los 7 primeros nodos, que representan el tratamiento del gas en la estación en procesos de separación y deshidratación se obtuvieron 66 recomendaciones lo que representa un 57.89% para mitigar los riesgos propuestos con las desviaciones.

En el proceso de generación de electricidad en la planta de Cuyabeno mediante los grupos electrógeno Waukesha GG-1001, GG-1002, GG-1003, se plantearon 48 recomendaciones que muestran el 42.11% del total como se indica en la tabla 4.4.

Tabla 4.4: Distribución de recomendaciones

Nodos en la Estación	Nodos en la planta
7	6
Recomendaciones	
66	48

Elaborado por: Lima Edison

4.5.1 Recomendaciones planteadas de acuerdo con el número de nodos

De acuerdo con las matrices de riesgos elaboradas en el anexo VI se generaron recomendaciones cada nodo como se indica en la tabla 4.5.

Tabla 4.5: Recomendaciones por Nodo

NODO	NÚMERO DE RECOMENDACIONES
1	10
2	14
3	14
4	9
5	7
6	8
7	4
8	6
9	8
10	8
11	10
12	5
13	11

Elaborado por: Lima Edison

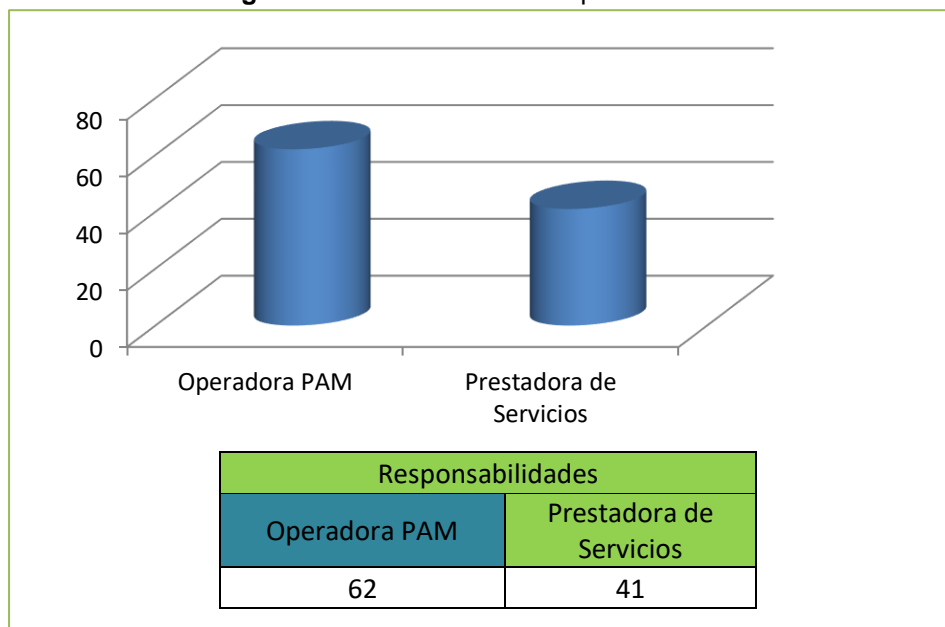
4.5.2 Recomendaciones planteadas de acuerdo con la responsabilidad

Las acciones que se deben tomar dependen en gran parte del personal a momento de operar y monitorear los equipos en la estación Cuyabeno e igualmente en la planta de generación eléctrica gas asociado.

Las recomendaciones deben ser aplicadas lo más pronto posible de acuerdo al nivel de riesgo, por lo tanto, es importante que se tenga bien claro de quién es la responsabilidad o que área debe aplicarlas, para evitar riesgos al momento de operar la planta de generación y estación. Cabe resaltar que lo más relevante es poder reducir el impacto en los riesgos encontrados en el análisis.

Todas las medidas que se apliquen para mitigar los riesgos evidenciados en el análisis HAZOP, de acuerdo con las recomendaciones que propuso, tienen diferentes responsabilidades, tanto en la empresa Operadora, Consorcio, y prestadoras de Servicio como se muestra en la figura 4.7.

Figura 4.7: Distribución de responsabilidades



Elaborado por: Lima Edison

4.5.3 Recomendaciones de acuerdo con el nivel de riesgo

Las recomendaciones fueron listadas por nivel de prioridades de más alto riesgo, asignando un número comprendido entre 400 y 1, que se ajustan a la matriz de riesgos de Petroamazonas indicada en el anexo II.

Las recomendaciones en el análisis HAZOP sumaron un total de 103, y 11 en el análisis Check List que se refiere a la modificación a la planta de generación eléctrica a gas con, el tanque acumulador. Cabe destacar que todas las recomendaciones desarrolladas como sugerencias se encuentran en las tablas de análisis de los nodos ubicadas en el anexo VI.

Los riesgos por lo tanto fueron identificados con las desviaciones propuestas en el estudio HAZOP. Las recomendaciones evaluaron de acuerdo con el nivel de riesgo y se logró visualizar un mayor número de recomendaciones en el nivel A.

Lo que indica según la matriz de riesgos de Petroamazonas, que no se requiere la implementación de medidas o estudios adicionales, para el nivel A que representa el 50.48% de recomendaciones, como se muestra en la tabla 4.6 a continuación:

Tabla 4.6: Recomendaciones por nivel de riesgo

Nivel de Riesgo	N.- de Recomendaciones	% de Recomendaciones según el nivel de riesgo
A	52	50.48
B	46	44.66
C	3	2.91
D	2	1.95
E	0	0

Elaborado por: Lima Edison

En el resumen se encuentra para cada recomendación se encuentra al frente de cada desviación en las matrices ubicadas en el anexo VI. En donde se puede identificar el nodo al cual pertenece, la desviación asociada y la causa que la motiva.

Se ha generado recomendaciones enmarcadas en las desviaciones, las mismas que deberán ser aplicadas con el propósito de mitigar todos los riesgos encontrados en el análisis.

CAPÍTULO V

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES DERIVADAS DEL ANÁLISIS

Después de plantearse los objetivos del análisis, se describió detalladamente el proceso a evaluar. Se desarrolló la evaluación crítica y sistemática, respaldándose en la combinación de parámetros de proceso y palabras guías.

Las cuales fueron previamente definidas y analizadas de acuerdo con el proceso y equipo en la evaluación de cada uno de los nodos planteados. Se realizó un breve resumen de las conclusiones en el anexo VIII.

Las posibles causas de las desviaciones planteadas, sus consecuencias y protecciones, se evaluaron para encontrar los riesgos.

Para finalmente, poder sugerir recomendaciones o acciones a tomar que reduzcan las probabilidades de ocurrencia de accidentes, minimicen las consecuencias y permitan mejorar la confiabilidad operacional y de seguridad de la estación Cuyabeno y la planta de generación eléctrica a gas.

A continuación, se detalla las conclusiones más relevantes derivadas del análisis HAZOP.

- La evaluación cuantitativa del nivel de riesgo se desarrolló utilizando las matrices establecidas por PETROAMAZONAS EP en el anexo II referenciadas del documento PAM-EP-ECU-FIC-06-PRC-005-2, Análisis de riesgos.
- Basados en la documentación P&ID's, matrices y tablas de análisis que se encuentra en los anexos en la parte final del presente trabajo, se pudo evidenciar automáticamente la relevancia de cada una de las recomendaciones emitidas, priorizando su ejecución y toma de acciones al personal responsable de las operaciones en la estación.
- Es importante recalcar que el análisis elaborado, puede ser considerado una guía, en donde se evidenció los riesgos de operatividad de la estación Cuyabeno.
- En el desarrollo, se procuró de ser lo más objetivo posible en los criterios y recomendaciones planteadas en el análisis de las desviaciones a las operaciones normales diarias realizadas en la estación.

5.2 CONCLUSIONES GENERALES

- El análisis desarrollado, me permitió a identificar todos los riesgos que se pueden generar al momento de operar los equipos y monitorear los procesos de producción de gas en la estación Cuyabeno.
- El desarrollo del análisis me ayudó a tener una referencia actualizada de los riesgos operacionales encontrados en la estación de producción Cuyabeno. Así mismo plantear recomendaciones que mitiguen los riesgos encontrados, los cuales provoquen accidentes o pérdidas económicas, que afecte al personal, instalaciones y producción de la estación.
- El análisis realizado fue estrictamente necesario, para encontrar y evaluar nuevos riesgos, que no se hayan sido visualizados en estudios previos en la planta de generación, debido a que la planta de generación a gas lleva ya 3 años de operación ininterrumpida.
- Todas las matrices desarrolladas en el análisis se ajustaron a la situación actual de la planta de generación, lo que me ayudó a evidenciar los riesgos de una manera más práctica.
- De las matrices realizadas pude concluir que, si se realiza acciones preventivas o correctivas de los riesgos encontrados en algunos casos, se puede prevenir accidentes y problemas operacionales en la planta de generación a gas asociado de la estación.
- El detallar los procesos y tratamiento del gas en la estación, me permitió visualizar de mejor manera los riesgos y evaluar de manera objetiva cada uno de los mismos.
- En base a los resultados del análisis, evidencié la necesidad de la instalación de manera prioritaria del tanque acumulador de gas. Así mismo, se instale conjuntamente el equipo adicional para su correcto funcionamiento y para que el suministro de gas se mantenga de forma continua en la planta de generación a base de gas asociado.

5.3 RECOMENDACIONES GENERALES

- De acuerdo con los resultados del análisis general realizado en el presente trabajo, se recomienda tomar las medidas respectivas planteadas en el estudio, para el desarrollo eficiente de todo el sistema de generación a gas de la estación.

- Se recomienda, que se tome en cuenta la calidad del gas, la cual se obtiene en la cromatografía realizada en la estación, para la instalación y puesta en marcha del tanque acumulador.
- En base a las recomendaciones específicas del análisis del nodo 13 en el anexo VI, es necesario la instalación de una etapa de filtración, mediante membranas de CO₂, la cual elimina el exceso de anhídrido carbónico y mejorará la calidad del gas para aumentar la eficiencia de la generación a gas al tener un combustible limpio y con mayor poder calorífico.
- En el caso de los grupos electrógenos, recomiendo dar mantenimiento regular a los filtros coalescentes, para evitar la filtración de condensados hacia las cámaras de combustión y evitar detonaciones que pongan en riesgo la generación a gas.
- De acuerdo con el presente trabajo, desde mi punto de vista sugiero poner atención en los puntos críticos encontrados en el mismo, para evitar que se presenten nuevos riesgos y problemas operacionales.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **Baby, P. M. (2004).** *La Cuenca Oriente Geología y Petróleo*. Lima: Instituto de la Investigación y Desarrollo (IRD), Petroecuador.
2. **Barberii, E. (1998).** *El pozo Ilustrado*. Caracas: Producido por el Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo.
3. **Beggs, H. D. (1984).** *Gas Production Operations*. EE.UU: Gulf Pub Co.
4. **Bestratén, M. (1991).** *Seguridad en el Trabajo* . Madrid: Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo.
5. **Bravo et al. (2005).** *Estudio del grado de riesgos y determinación del radio de peligro de áreas de instalaciones de equipos eléctricos en el campus petrolero ing. Gustavo Galindo Velasco Ancon*. Aguilar Martha; Rosero Bohorquez, Galo; Utterman Pinto, Michelle.
6. **BÜCHI, L. (2016).** *Manual de instrucciones Scrubber K-415*. México: Meierseggstrasse 40.
7. **Caballero, P.-H. (2018).** *Análisis de los factores universales de las actividades físicas en el medio natural*. Espiral II(22).
8. **Cáceres, G. L. (2000).** *El gas Natural*. Lima: Grupo SRL ,2da edición.
9. **Canale, G. (2016).** *Identificación de Peligros y análisis de riesgos*. Programa Anual de Capacitación\PAC 2016.
10. **Cardona, C. (2009).** *Herramientas de control Lista de chequeo*. Puntos de encuentro.
11. **Castañeda, E. M. (2001).** *Evaluación de Riesgos de Proceso en Instalaciones Industriales*. Colombia: Administrador de riesgos Profesionales.
12. **Creus, A. (1993).** *Instrumentación Industrial*. México: Limusa ,Quinta Edición.
13. **Cronquist, C. (2001).** *Estimation and Classification of reserves of crude oil,natural gas and condensate*. Society of Petroleum Engineers.
14. **Delgado, L. N. (2018).** *Alternativas de reducción de quema y venteo de gas asociado en la industria petrolera*. Bogotá.
15. **Duque, J. (2015).** *Guía de estudio módulo mantenimiento de maquinas neumaticas*.
16. **Favaro et al., M. (1990).** *Bilan des méthodes d'analyse a priori des risques*. Francia: Nancy, INRS, .
17. **Freedman, P. (2003).** *HAZOP como metodología de analisis de riesgos*. TECNA S.A.

18. **Gualdron, G. B. (2014).** *Identificación de un sistema de separación bifásica en una estación de recolección de crudo a través de técnicas de inteligencia artificial*. Prospect, Vol 12, N° 2, 18-28, 2014.
19. **Henderson, R. L. (2015).** *Flaring and Venting of Natural Gas*. New York: Nova Science Publishers Inc.
20. **Hofacker, A. (2008).** *Rapid lean construction - quality rating model*. Manchester: s.n.
21. **Koskela, L. (1992).** *Application of the new production philosophy to construction*. Finland: VTT Building Technology.
22. **Latorre, L. C. (1996).** *Tecnología del gas natural*. Bogotá: ISSN: 0120-5609 (impresa).
23. **Leza, E. (2009).** *Análisis cuantitativo de riesgos*. Perú.
24. **Linde, A. (2001).** *Cromatografía de gases*. Barcelona: Lindé Bailén.
25. **LLanes, J. S. (2001).** *Análisis de riesgo Industrial*. Caracas: ISBN 980 00-1491-8 980 07 5679-52^a. Edición Adaptada en versión digital.
26. **Muñoz, J. E. (2013).** *Filtración coalescente en los fluidos gaseosos*.
27. **PDVSA. (1998).** *EL POZO ILUSTRADO*.
28. **Petroamazonas EP, P. (2018).** *Servicios de ingeniería conceptual*.
29. **Pieprzyk, B. P. (2015).** *Quema y venteo del gas asociado*. Berlín: Asociación Alemana de la industria de Biocombustibles.
30. **Pozo, L. (2012).** *Captación y tratamiento del gas asociado al petróleo del campo Cuyabeno, Sansahauri*. Quito.
31. **Ramos, A. A. (1990).** *Procedimiento para la valoración cuantitativa de los riesgos. Métodos de los árboles de fallos*.
32. **ROMERO, C. A. (2007).** *Elementos de diseño de sistemas de enfriamiento de motores*.

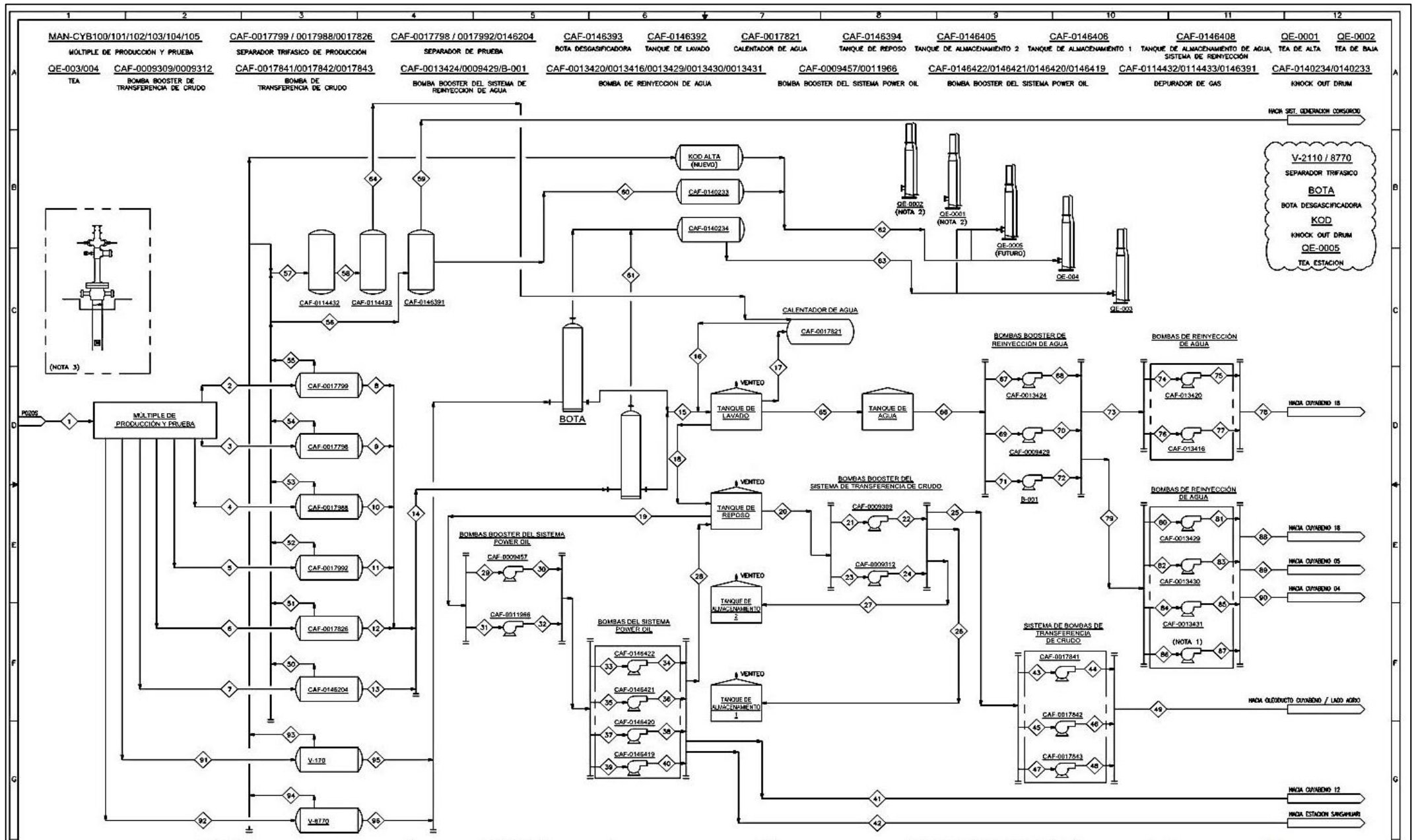
ANEXOS

ANEXO I : DIAGRAMA DE FLUJO Y PROCESOS (PFD) DE LA ESTACIÓN CUYABENO

FUENTE: FIC PETROAMAZONAS

PFD – DIAGRAMA DE FLUJO Y PROCESOS DE LA ESTACIÓN CUYABENO

CYP-11-001



ANEXO II: MATRIZ DE RIESGOS

FUENTE: Documento PAM-EP-ECU-FIC-06-PRC-005-2

POTENCIAL DE PÉRDIDA

	DAÑO A LAS PERSONAS	DAÑO AL MEDIO AMBIENTE	DAÑO A LA PROPIEDAD	PÚBLICO
Catastrófica [20]	Toda lesión importante que termine en muerte ocupacional o involucre la incapacidad permanente de 3 o más personas	Todo daño en el que no se pueda realizar la limpieza y/o remediación o que requiera más de un año para tal efecto, daño irreversible a la cadena alimenticia o vida silvestre (terrestre y/o acuática)	Daño a equipos o propiedad cuyo valor sea mayor a USD 1'000.000.	Muerte o incapacidad permanente de uno o más miembros del Público, daños mayores a su propiedad o acciones severa de éstos amenazando la operación.
Grave [10]	Toda lesión importante que involucre la incapacidad permanente de uno o dos personas	Todo daño cuya limpieza y/o remediación se haya completado antes de un año, pero superior a 1 mes, daño importante a la cadena alimenticia o vida silvestre (terrestre y/o acuática).	Daño a equipos o propiedad cuyo valor sea mayor a USD 100.000 pero inferior USD 1'000.000.	Efectos temporales a la salud de uno o más miembros del público, daños moderados a su propiedad o acciones moderadas de éstos amenazando la operación.
Moderada [5]	Toda lesión seria que involucre incapacidad temporal o esté determinada como registrable por la OSHA	Todo daño cuya limpieza y/o remediación se haya completado de forma inmediata o en el lapso de 1 mes, daño menor la cadena alimenticia o vida silvestre (terrestre y/o acuática).	Daño a equipos o propiedad cuyo valor sea mayor a USD 25.000 pero inferior USD 100.000.	Efectos menores a la salud de uno o más miembros del público, daños menores a su propiedad o acciones menores de éstos amenazando la operación.
Leve [1]	Toda lesión menor que requiera únicamente primeros auxilios, según lo decretado por la OSHA	Todo daño cuya limpieza es inmediata y no se requiere de remediación. No hay afectación de la cadena alimenticia o vida silvestre (terrestre y/o acuática).	Daños a equipos o propiedad cuyo valor sea inferior a USD. 25.000.	Efectos mínimos a la salud de uno o más miembros del público o posibles acciones menores de éstos amenazando a la operación.

PROBABILIDAD DE OCURRENCIA

	NIVELES DE PROTECCIÓN	ESCENARIOS DE PELIGRO
FRECUENTEMENTE [20]	Existen procedimientos escritos y la responsabilidad asignada a una persona (operador) para prevenir eventos no deseados.	Ha ocurrido anteriormente en alguno de los procesos o actividades de la Organización y es probable que ocurra nuevamente durante la duración de las operaciones.
OCASIONAL [10]	Existe una sola salvaguarda o protección independiente y confiable en el lugar, la falla de ésta podría causar la ocurrencia de un evento no deseado.	Puede ocurrir en alguno de los procesos o actividades de la Organización durante la duración de las operaciones.
INFRECUENTE [5]	Existen dos salvaguardas o protecciones independientes y confiables; la falla de una de ellas no causaría la ocurrencia de un evento no deseado.	Es improbable que este tipo de evento ocurra en la Organización, pero se conoce de su ocurrencia en otras Organizaciones.
REMOTA [1]	Existen 3 o más salvaguardas o protecciones independientes y confiables; la falla de dos de ellas no causaría la ocurrencia de un evento no deseado.	Es improbable que este tipo de evento ocurra en la Organización y no se conoce de experiencias similares en otras Organizaciones.

Acciones Respuesta de acuerdo con el Nivel de Riesgo evaluado en Matriz PAM

		PROBABILIDAD DE OCURRENCIA				
		L1	L2	L3	L4	
		REMOTA [1]	INFRECUENTE [5]	OCASIONAL [10]	FRECUENTEMENTE [20]	
POTENCIAL DE PÉRDIDA	S4	Catastrófica [20]	B 20	C 100	D 200	E 400
	S3	Grave [10]	A 10	B 50	C 100	D 200
	S2	Moderada [5]	A 5	B 25	B 50	C 100
	S1	Leve [1]	A 1	A 5	A 10	B 20

Potencial de Pérdida y Probabilidad de Ocurrencia de la Matriz de Riesgos PAM

A	$1 < A \leq 10$
B	$11 < B \leq 50$
C	$51 < C \leq 100$
D	$101 < D \leq 200$
E	$201 < E \leq 400$

A	No requiere la implementación de medidas o estudios adicionales.
B	Analizar la factibilidad de implantar medidas adicionales para reducir el riesgo.
C	Establecer medidas adicionales necesarias para reducir el riesgo e implementar todas aquellas que se consideren factibles y permitan la realización o continuación de las operaciones.
D	Verificar el nivel de riesgo por medio de un análisis exhaustivo del proceso o actividad.
E	Nivel de riesgo INACEPTABLE.

**ANEXO III: LISTA DE (P&ID's) UTILIZADOS EN EL
ESTUDIO**

DETALLE DE P&ID	REVISIÓN	DESCRIPCIÓN
58 PAM-CYP-01-001	E	P&ID MANIFOLD DE PRODUCCIÓN 1
58 PAM-CYP-01-002	E	P&ID MANIFOLD DE PRUEBA 2
58 PAM-CYP-01-003	E	P&ID MANIFOLD DE PRODUCCIÓN 3
58 PAM-CYP-01-004	E	P&ID MANIFOLD DE PRODUCCIÓN 4
58 PAM-CYP-01-005	E	P&ID SISTEMA DE SEPARADOR 35 MBPD Y PRUEBA
58 PAM-CYP-01-006	E	P&ID SISTEMA DE SEPARADOR 25 MBPD Y PRUEBA
58 PAM-CYP-01-007	E	P&ID SISTEMA DE SEPARADOR 20 MBPD Y PRUEBA
58 PAM-CYP-01-011	E	P&ID SISTEMA DE ALIVIO DEPURADORES DE GAS
58 PAM-CYP-01-012	E	P&ID SISTEMA DE ALIVIO K.O.D Y TEA
58E 007-CYP-01-011	F	P&ID BOTA DESGASIFICADORA
58 PAM-CYP-01-014	F	P&ID SISTEMA DE INYECCIÓN QUÍMICOS POWER OIL Y SEPARADORES
58CPYP001A-ARC-CYP-01-035	F	P&ID SCRUBBER DE GAS
58CPYP001A-ARC-CYP-01-036	F	P&ID SKID DE FILTROS COALESCENTES F-0321/F-0322
58CPYP001A-ARC-CYP-01-037	F	P&ID SKID DE FILTROS COALESCENTES F-0323
58CPYP001A-ARC-CYP-01-039	F	P&ID CALENTADOR ELÉCTRICO DE GAS
58CPYP001A-ARC-CYP-01-012	F	P&ID TIE IN PARA CONDENSADO
58CPYP001A-ARC-CYP-01-041	F	P&ID SISTEMA DE ENFRIAMIENTO WAUKESHA
58CPYP001A-ARC-CYP-01-042	F	P&ID SISTEMA DE LUBRICACION GENERADOR WAUKESHA
58CPYP001A-ARC-CYP-01-040	B	LAYOUT DE TANQUE ACUMULADOR DE GAS

Elaborado: Lima Edison

ANEXO IV: LISTA DE NODOS SELECCIONADOS

NODO	DESCRIPCIÓN	CÓDIGO	N.-P&ID
NODO 1	MÚLTIPLE DE PRODUCCIÓN (MANIFOLD)	MAN-CYP-100/101 MAN-CPY-102/103 MAN-CYP-103/104 MAN-CYP-104/105	001-002-003 004
NODO 2	SISTEMA DE SEPARADOR DE PRODUCCIÓN	V-129; V-344 V-128	005-007
NODO 3	SISTEMA DE SEPARADOR DE PRUEBA	V-106; V-108; V-109; V-153	006
NODO 4	BOTA DESGASIFICADORA	BG-0001 BG-0002	58E-011
NODO 5	SISTEMA DE ALIVIO K.O.D Y TEA	CAF-0140233 CAF-0140234 CAF-0013673 QE-0003 / QE-0004	012
NODO 6	DEPURADORES DE GAS	CAF 0114432, 0114433,	011
NODO 7	SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS POWER OIL Y SEPARADORES	T-001; T-002; T-003. T-004; T-005; T-006. T-007; T-008; T-009 T-010; T-011; T-012. T-013	014
NODO 8	FILTROS COALESCENTES	F-321; F-322 V-1934; V-1935; V-1936	036-037
NODO 9	CALENTADOR ELÉCTRICO DE GAS	H-0004	039
NODO 10	TIE IN PARA CONDENSADO	CAF-0140233 CAF-0013673	012
NODO 11	SCRUBBER DE GAS	VC-1001 V-1933	035
NODO 12	SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE GENERADOR	PC 2111A	041
NODO 13	LAYOUT TANQUE ACUMULADOR DE GAS	V-1620 A	040

Elaborado: Lima Edison

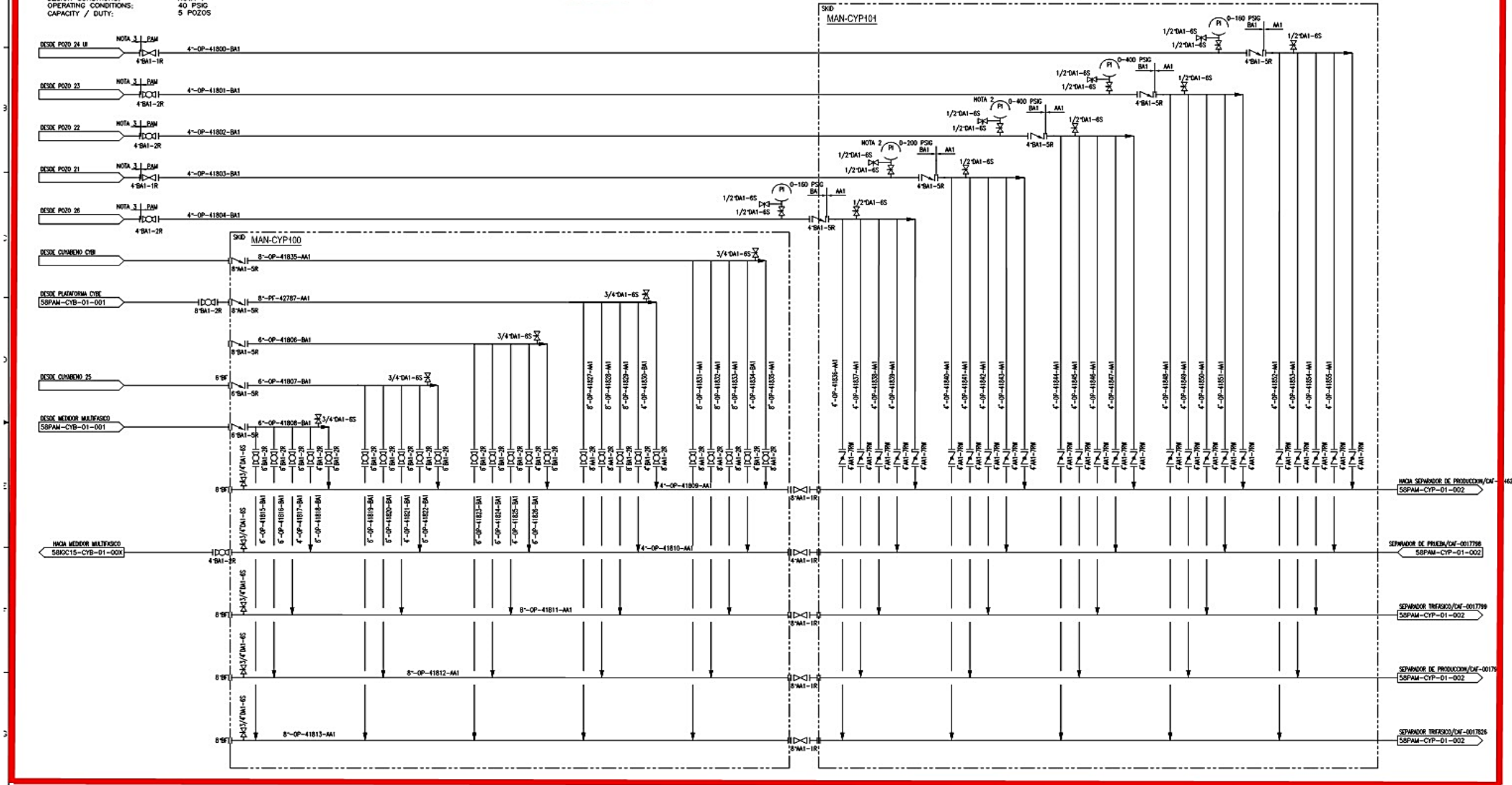
ANEXO V: P&ID NODOS SELECCIONADOS ESTACIÓN CUIBENO

FUENTE: MANTENIMIENTO, QA/QC, FIC, (PETROAMAZONAS)

P&ID - MANIFOLD DE PRODUCCIÓN Y PRUEBA 1 - 58 PAM-CYP-01-001

NODO 1

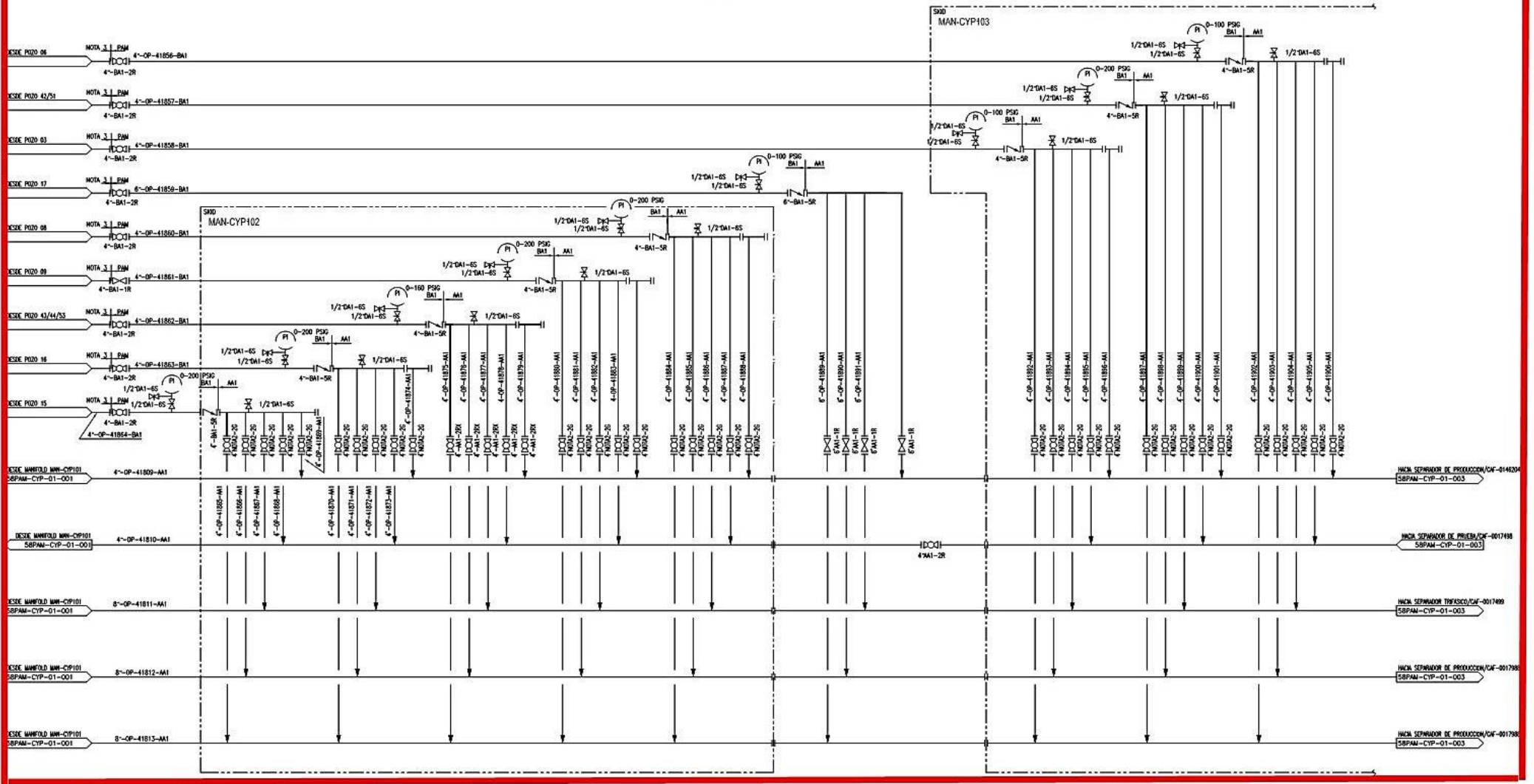
ITEM No: MAN-CYP100/101
 NAME: MANIFOLD DE PRODUCCION Y PRUEBA
 SIZE/TYPER: #ENTRADA 4", #SALIDA: 8"/MULTIFASICO
 DESIGN CONDITIONS: NOTA 1
 OPERATING CONDITIONS: 40 PSIG
 CAPACITY / DUTY: 5 POZOS



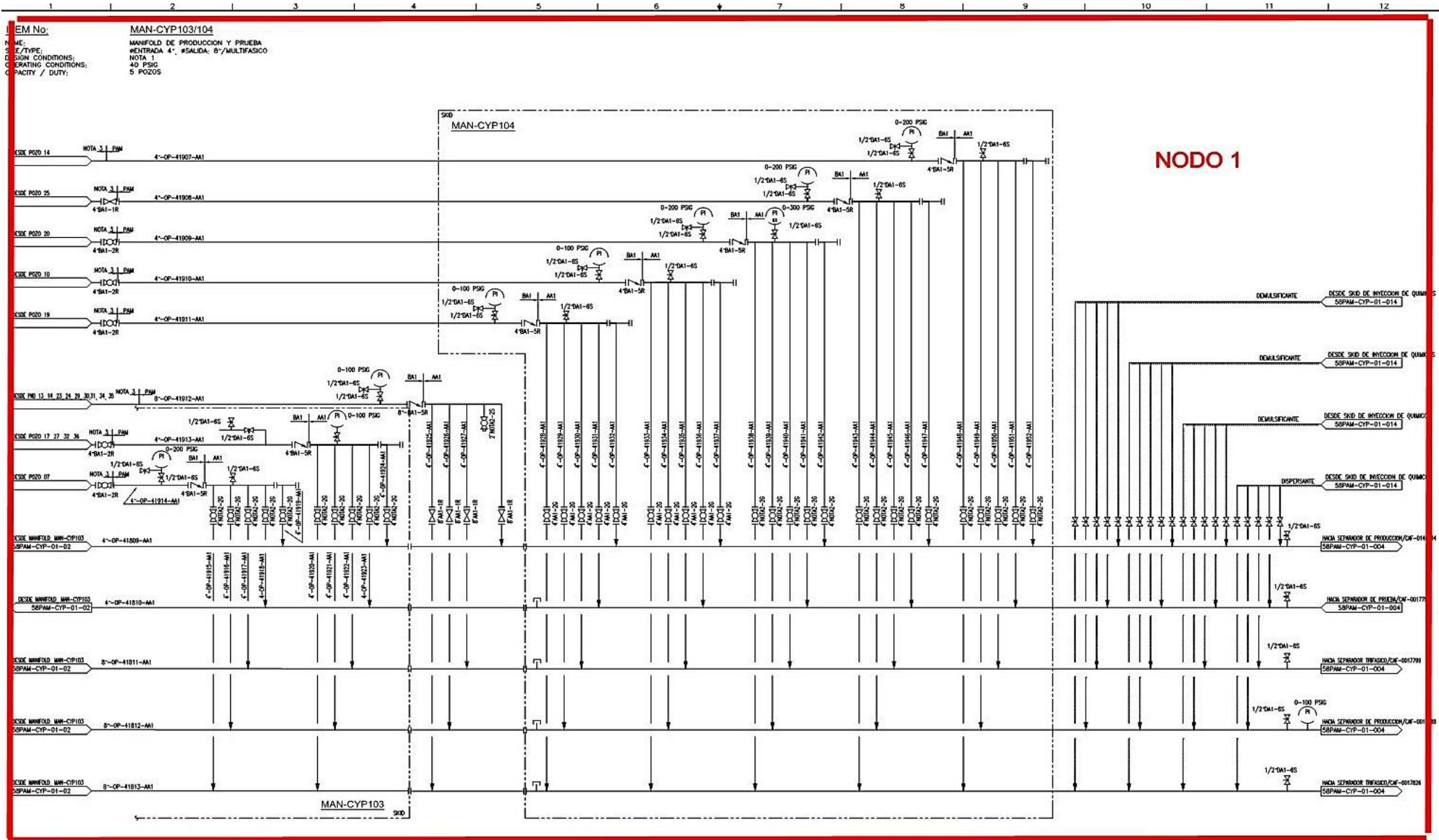
P&ID - MANIFOLD DE PRODUCCIÓN Y PRUEBA 2 - 58 PAM-CYP-01-002

NODO 1

TEM No: MAN-CYP102/103
 ABE: MANIFOLD DE PRODUCCION Y PRUEBA
 DZE/TYPE: ENTRADA 4", #SALIDA: 87/MULTIFASICO
 ESDN CONDITIONS: NOTA 1
 OPERATING CONDITIONS: 40 PSIG
 APMACY / DUTY: 5 POZOS



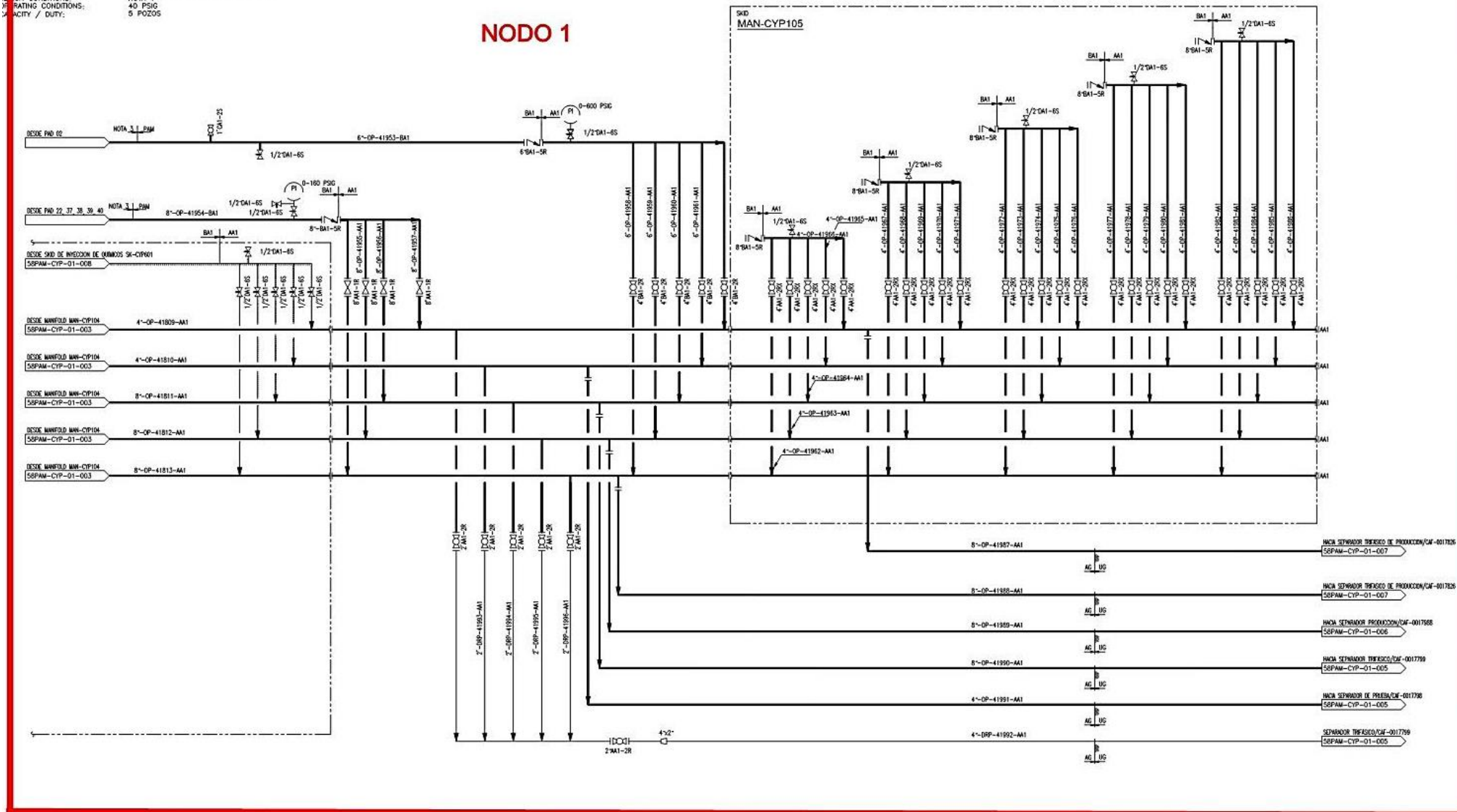
P&ID - MANIFOLD DE PRODUCCIÓN Y PRUEBA 3 - 58 PAM-CYP-01-003



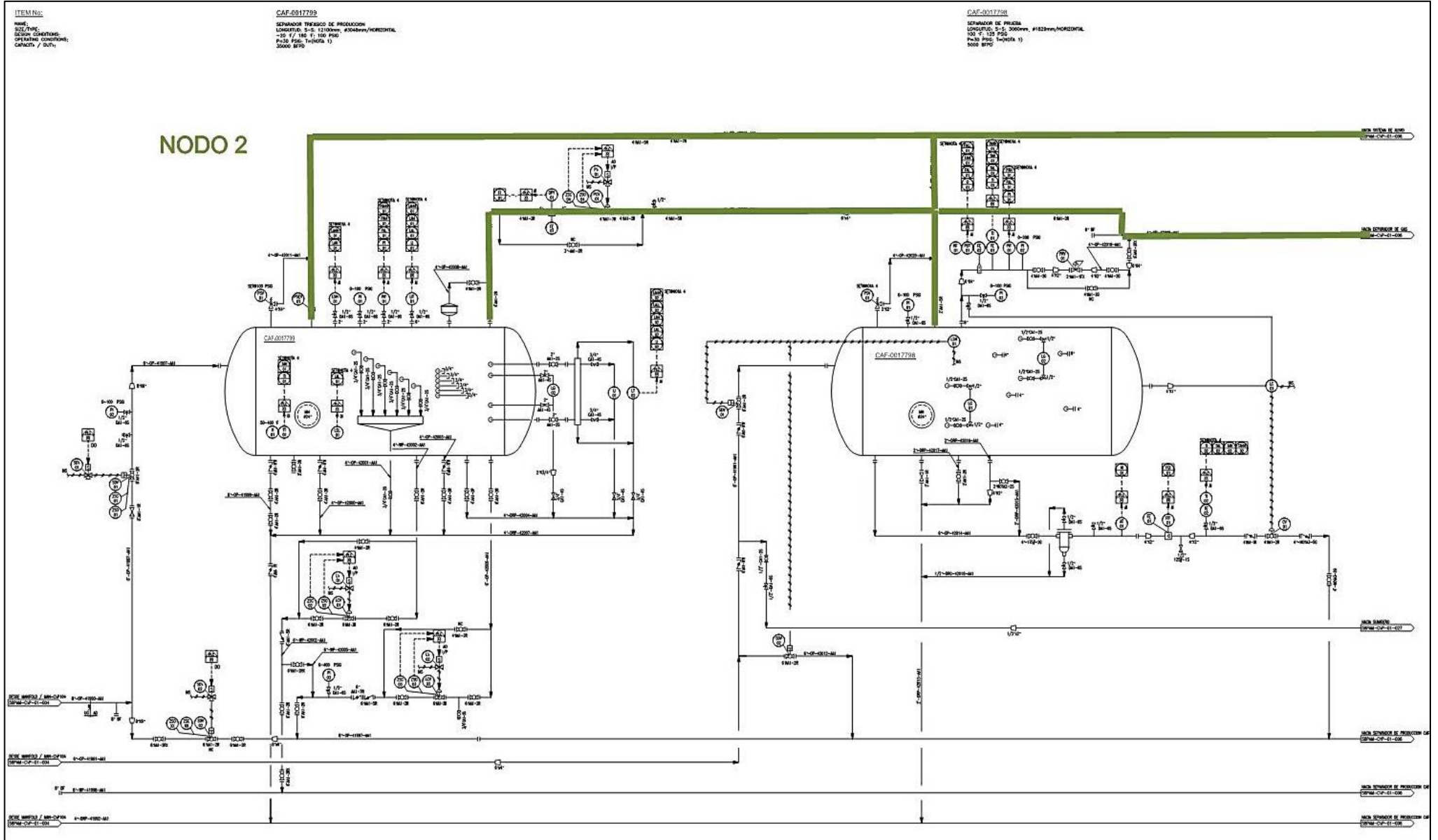
P&ID - MANIFOLD DE PRODUCCIÓN Y PRUEBA 4 - 58 PAM-CYP-01-004

EM No: MAN-CYP104/105
 E: MANIFOLD DE PRODUCCION Y PRUEBA
 /TYPE: #ENTRADA 4', #SALIDA: 8'/MULTIFASICO
 15 IN CONDITIONS: NOTA 1
 RATING CONDITIONS: 40 PSIG
 ACTIVITY / DUTY: 5 POZOS

NODO 1



P&ID SISTEMA DE SEPARADOR 35 MBPD Y PRUEBA - 58 PAM-CYP-01-005



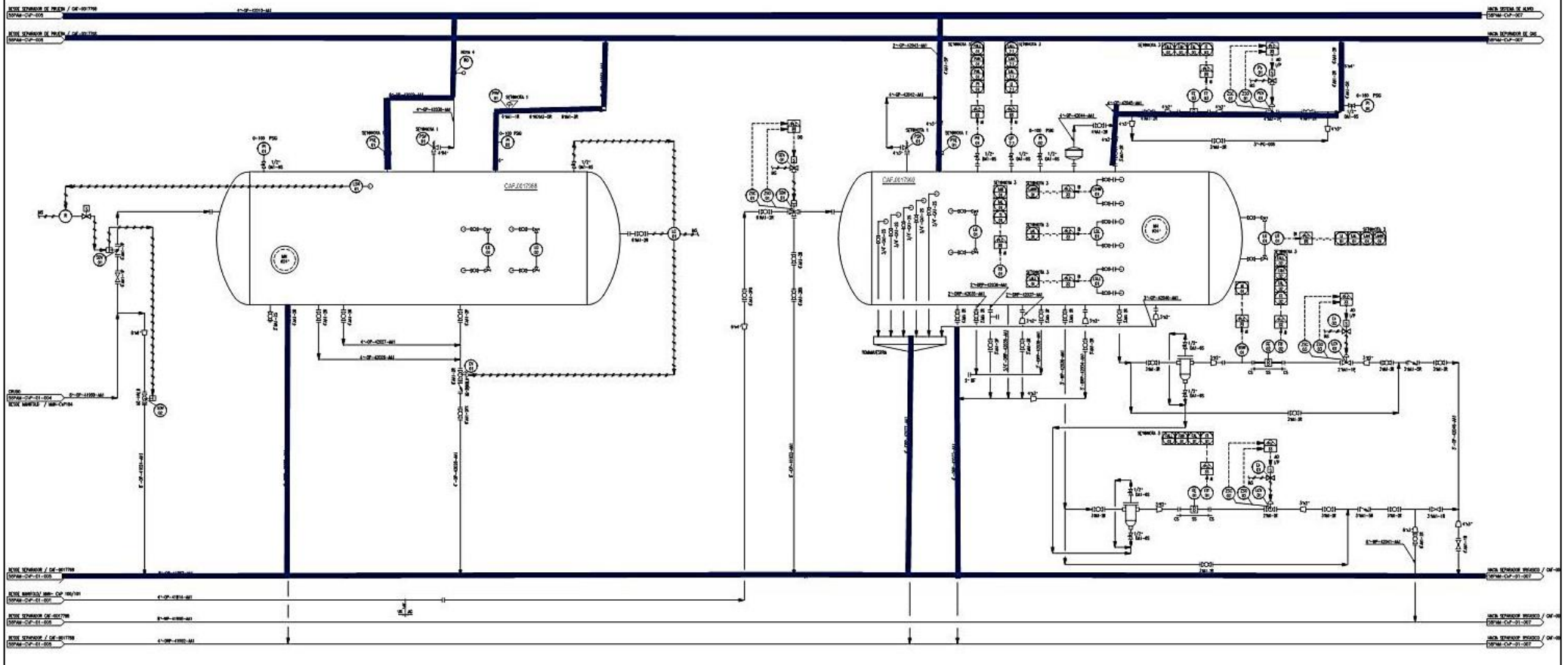
P&ID SISTEMA DE SEPARADOR 20 MBPD Y PRUEBA - 58 PAM-CYP-01-007

ITEM N°:
 NAME:
 SIZE: P&ID
 DESIGN CODE/NO:
 DRAWING CODE/NO:
 CAPACITY / UNIT:

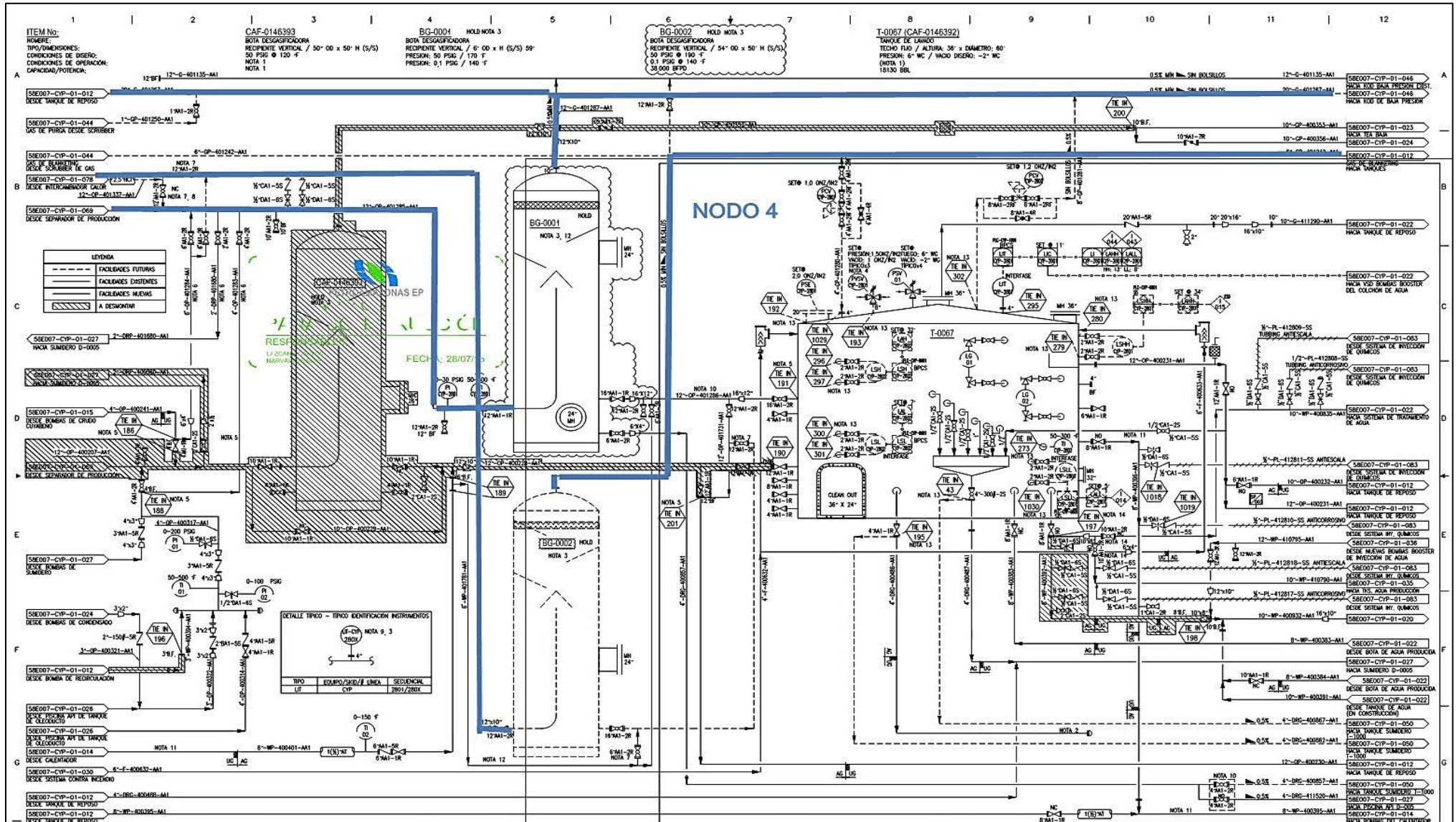
CAF-0017988
 SEPARADOR TRAFASCO DE PRODUCCION
 LONGITUD: 15'-0" Ø34.4mm, #1020004
 100 PSIG @ 200 °F
 P&ID SIZE: 14x24 1/2
 5000 BPD

CAF-0017992
 SEPARADOR DE PRUEBA
 LONGITUD: 15'-0" Ø34.4mm, #1020004
 100 PSIG @ 200 °F
 P&ID SIZE: 14x24 1/2
 5000 BPD

NODO 3



P&ID BOTA DESGASIFICADORA-58E 007-CYP-01-011



P&ID SISTEMA DE ALIVIO K.O.D Y TEA - 58 PAM-CYP-01-012

ITEM No:

NAME:
SIZE/TYPE:
DESIGN CONDITIONS:
OPERATING CONDITIONS:
CAPACITY / DUTY:

CAF-0140233

K.O. DRUM
LxØ: 20x48" / HORIZONTAL
NOTA 1
10.000 BFPD (NOTA 2)

CAF-0140234

K.O. DRUM
LxØ: 16x48" / HORIZONTAL
100 PSIG @ 100 F
NOTA 1
10.000 BFPD (NOTA 2)

CAF-0009307

BOMBA DE CONDENSADO 2
3"x1 1/2" / CENTRIFUGA
285 PSIG @ 100 F
NOTA 1
20 HP / 3520 RPM

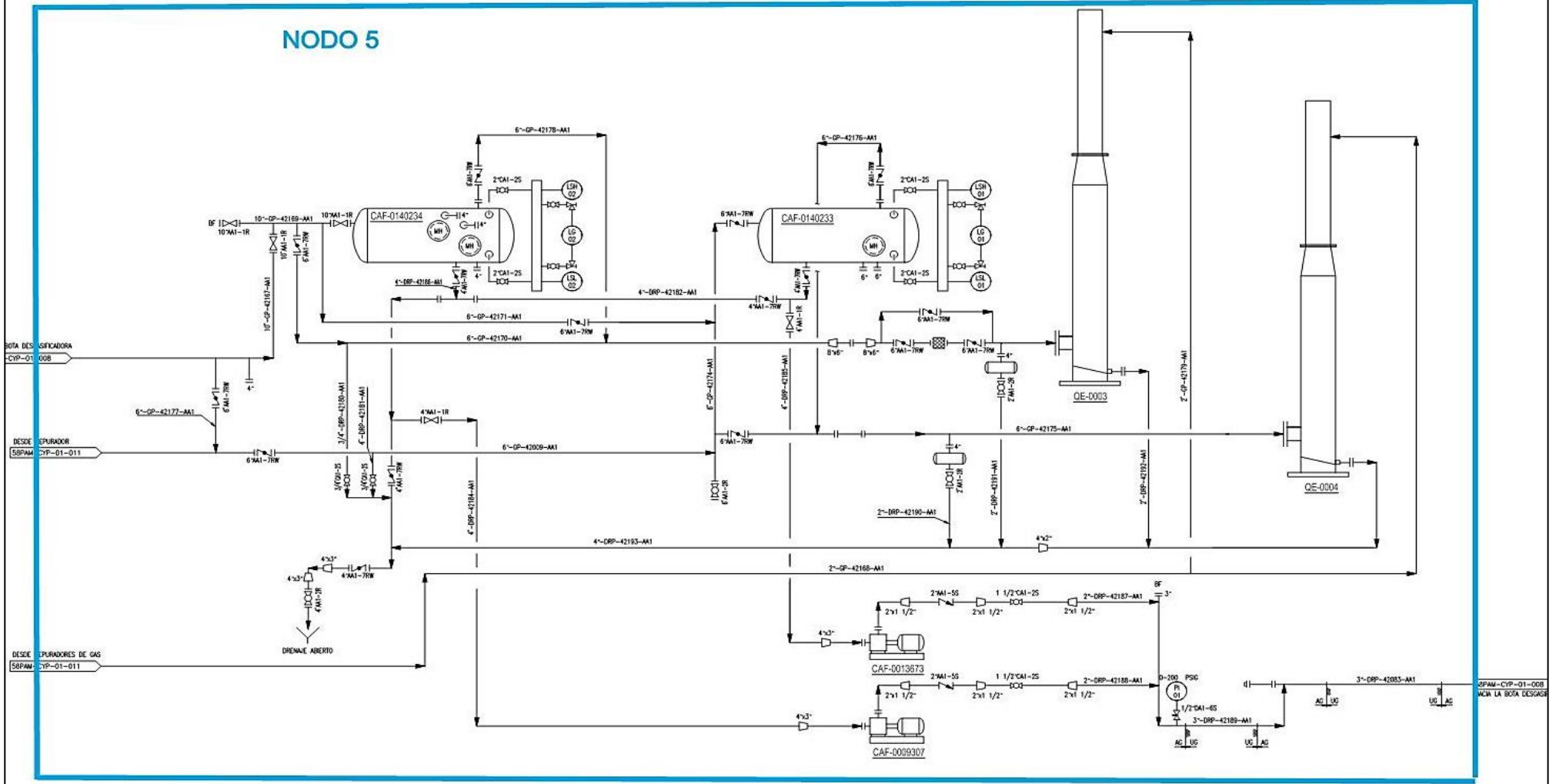
CAF-0013673

BOMBA DE CONDENSADO 1
3"x1 1/2" / CENTRIFUGA
NOTA 1
60 HP

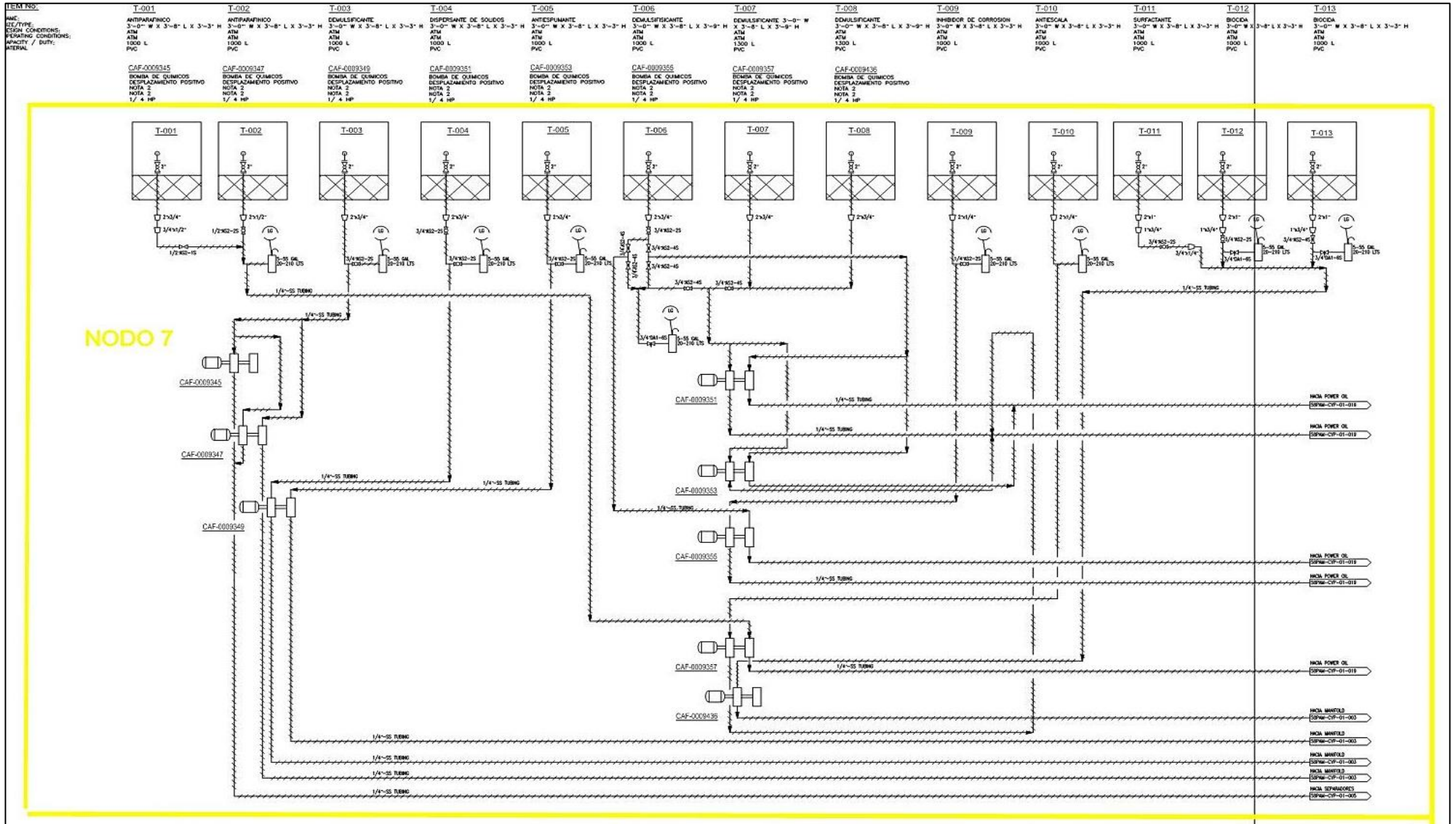
QE-0003 / QE-0004

TEA
NOTA 1
NOTA 1
NOTA 1
NOTA 1

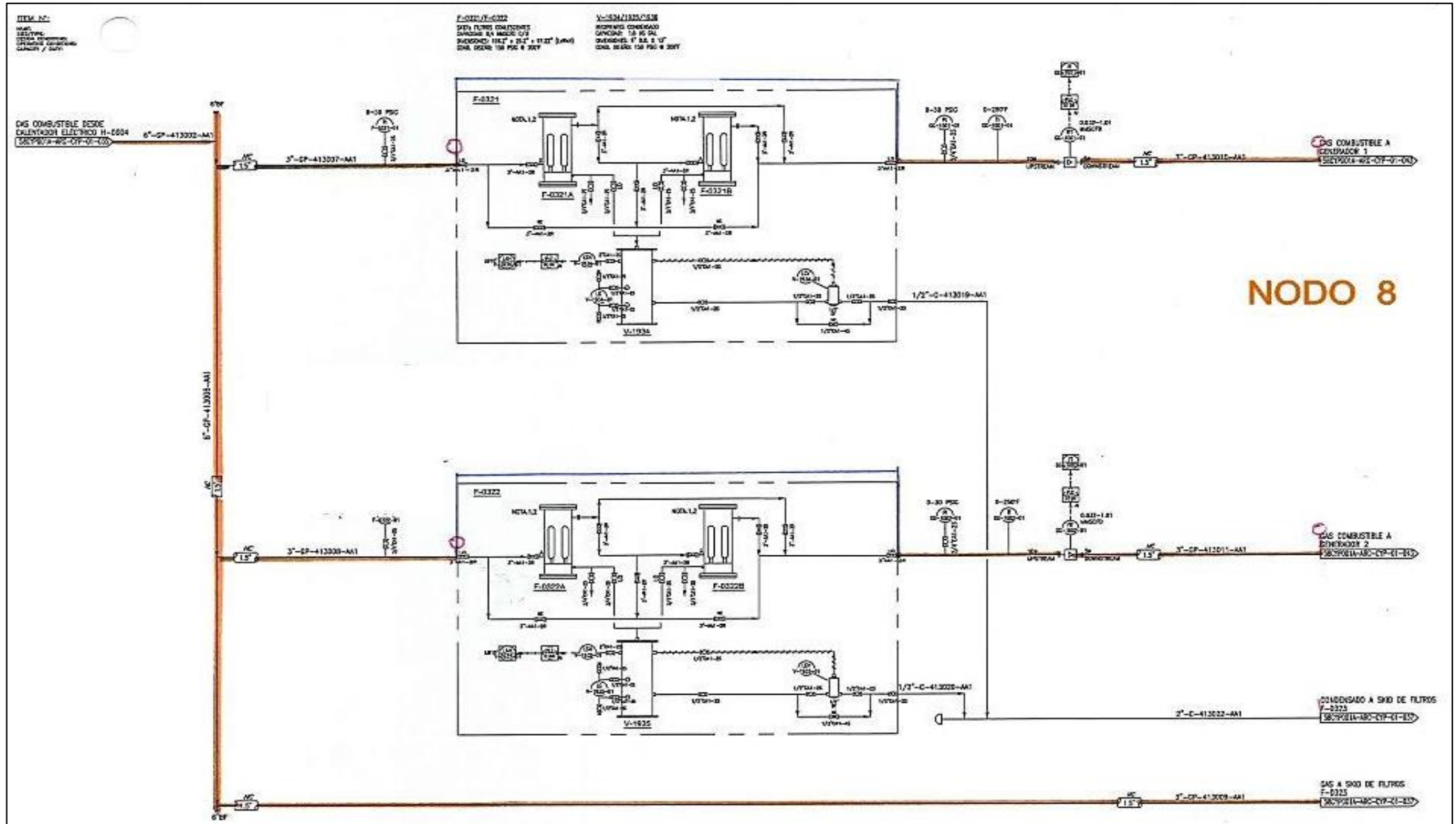
NODO 5



P&ID SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS POWER OIL Y SEPARADORES - 58 PAM-CYP-01-014



P&ID SKID DE FILTROS COALESCENTES F-0321/F-0322 - 58CPYP001A-ARC-CYP-01-036



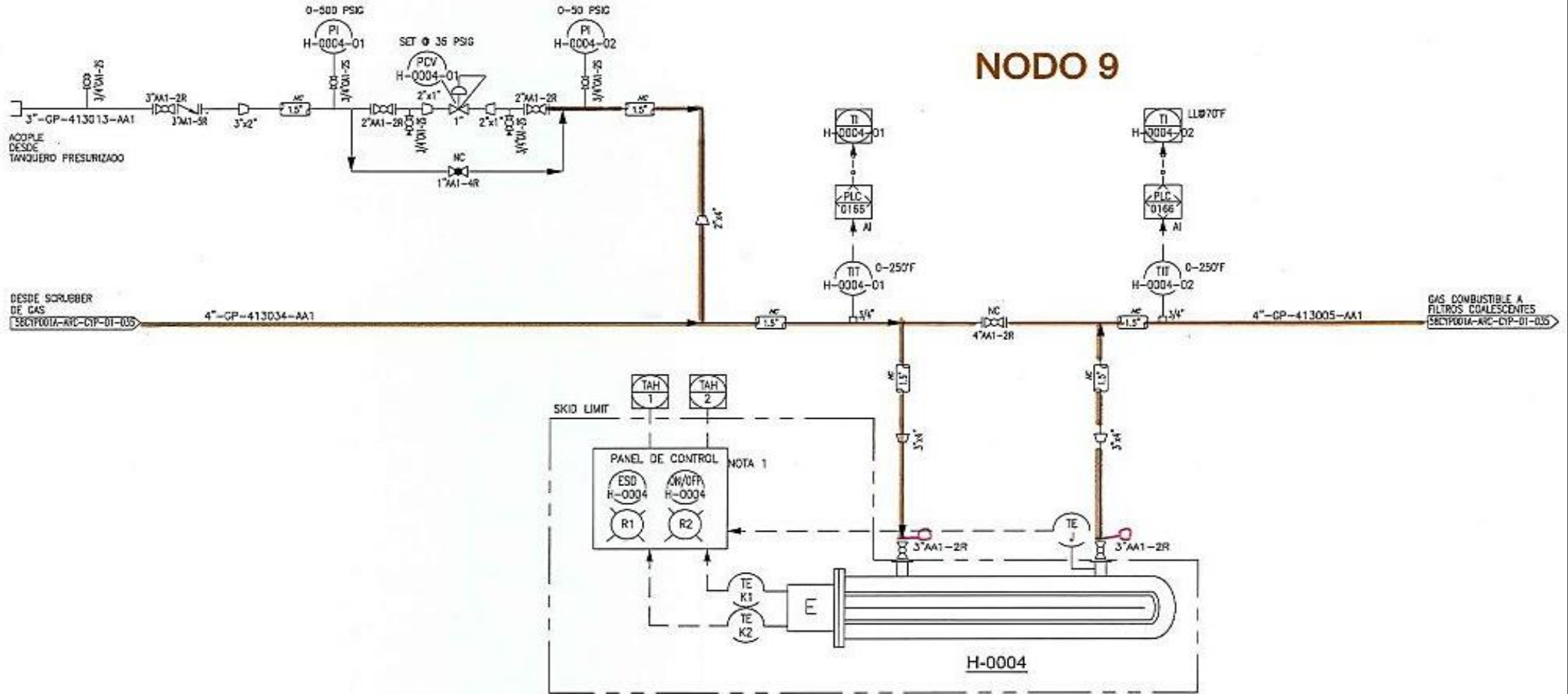
P&ID CALENTADOR ELÉCTRICO DE GAS - 58CPYP001A-ARC-CYP-01-039

ITEM N°:

NAME:
 SIZE/TYPER:
 DESIGN CONDITIONS:
 OPERATING CONDITIONS:
 CAPACITY / DUTY:

H-0004

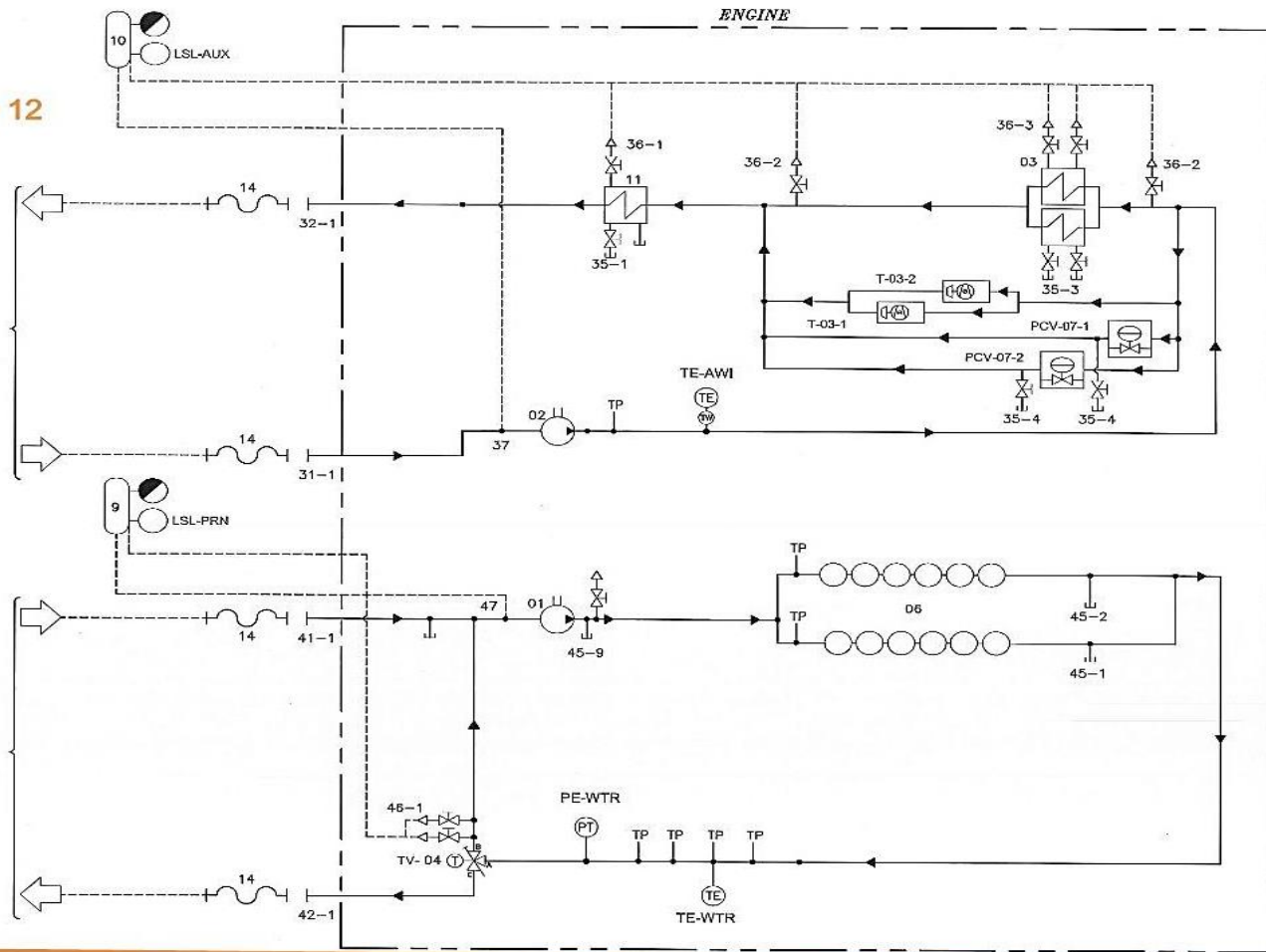
CALENTADOR ELÉCTRICO
 CAPACIDAD: 920 Lb/hr CONDENSADOS / 166 Lb/hr GAS
 POTENCIA: 75 KW



P&ID SISTEMA DE ENFRIAMIENTO WAUKESHA - 58CPYP001A-ARC-CYP-01-041

NODO 12

COOLING SYSTEM - JACKET AND AUXILIARY WATER



SYSTEM COMPONENTS

- 01 JACKET COOLING WATER PUMP
 - 02 AUXILIARY COOLING WATER PUMP
 - 03 AFTERCOOLERS (RIGHT AND LEFT BANK)
 - TV-04 JACKET WATER THERMOSTATIC VALVE

 - 06 ENGINE BLOCK, CYLINDERS, AND EXHAUST MANIFOLDS
 - 09 EXPANSION TANK (JACKET)
 - 10 EXPANSION TANK (AUXILIARY)
 - 11 OIL COOLER
 - T-03-1/2 TURBOCHARGERS (RIGHT AND LEFT BANK)
 - PCV-07-1 EXHAUST WASTEGATE VALVE LEFT BANK
 - PCV-07-2 EXHAUST WASTEGATE VALVE RIGHT BANK

 - 14 FLEXIBLE CONNECTION
 - PE-WTR PRESSURE SENSOR JACKET WATER ENGINE OUTLET
 - TE-AWI TEMPERATURE SENSOR AUXILIARY WATER ENGINE IN
 - TE-WTR TEMPERATURE SENSOR JACKET WATER ENGINE
 - LSL-AUX LOW WATER LEVEL AUXILIARY CIRCUIT
 - LSL-PRN LOW WATER LEVEL MAIN CIRCUIT
- CONNECTIONS
- 31-1 AUXILIARY WATER INLET
 - 32-1 AUXILIARY WATER OUTLET
 - 35-1 AUXILIARY OIL COOLER WATER DRAIN

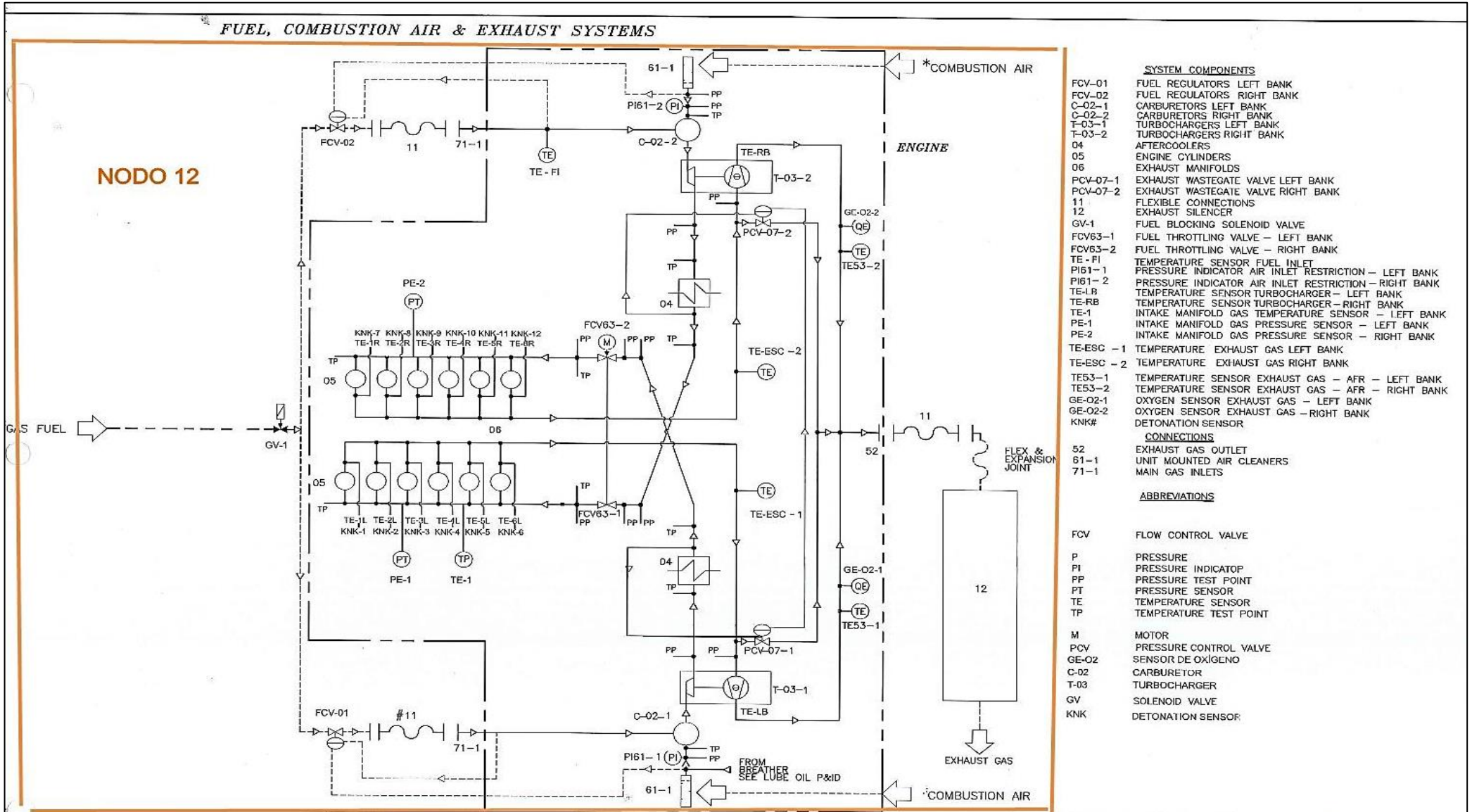
 - 35-3 AUXILIARY WATER AFTERCOOLER DRAINS
 - 35-4 AUXILIARY WATER WASTEGATE DRAINS
 - 36-1 AUXILIARY WATER VENTS LUBE OIL COOLER
 - 36-2 AUXILIARY WATER AIR VENTS
 - 36-3 AUXILIARY WATER VENTS AFTERCOOLER
 - 37 AUXILIARY WATER PUMP STATIC LINE INLET (ONLY WITH 05)
 - 41-1 JACKET WATER INLET
 - 42-1 JACKET WATER OUTLET
 - 45-1 JACKET WATER CRANKCASE DRAIN LEFT BANK
 - 45-2 JACKET WATER CRANKCASE DRAIN RIGHT BANK

 - 45-9 JACKET WATER PUMP DRAIN
 - 46-1 JACKET WATER AIR VENT
 - 47 JACKET WATER PUMP STATIC LINE INLET

ABBREVIATIONS

- M MOTOP
- L LOW
- LS LEVEL SWITCH
- PT PRESSURE SENSOR
- TE TEMPERATURE SENSOR
- TP TEMPERATURE TEST POINT
- TW THERMOWELL

P&ID SISTEMA DE GENERADOR WAUKESHA -58CPYP001A-ARC-CYP-01-042



SYSTEM COMPONENTS

- FCV-01 FUEL REGULATORS LEFT BANK
- FCV-02 FUEL REGULATORS RIGHT BANK
- C-02-1 CARBURETORS LEFT BANK
- C-02-2 CARBURETORS RIGHT BANK
- T-03-1 TURBOCHARGERS LEFT BANK
- T-03-2 TURBOCHARGERS RIGHT BANK
- 04 AFTERCOOLERS
- 05 ENGINE CYLINDERS
- 06 EXHAUST MANIFOLDS
- PCV-07-1 EXHAUST WASTEGATE VALVE LEFT BANK
- PCV-07-2 EXHAUST WASTEGATE VALVE RIGHT BANK
- 11 FLEXIBLE CONNECTIONS
- 12 EXHAUST SILENCER
- GV-1 FUEL BLOCKING SOLENOID VALVE
- FCV63-1 FUEL THROTTLING VALVE - LEFT BANK
- FCV63-2 FUEL THROTTLING VALVE - RIGHT BANK
- TE - FI TEMPERATURE SENSOR FUEL INLET
- PI61-1 PRESSURE INDICATOR AIR INLET RESTRICTION - LEFT BANK
- PI61-2 PRESSURE INDICATOR AIR INLET RESTRICTION - RIGHT BANK
- TE-LB TEMPERATURE SENSOR TURBOCHARGER - LEFT BANK
- TE-RB TEMPERATURE SENSOR TURBOCHARGER - RIGHT BANK
- TE-1 INTAKE MANIFOLD GAS TEMPERATURE SENSOR - LEFT BANK
- PE-1 INTAKE MANIFOLD GAS PRESSURE SENSOR - LEFT BANK
- PE-2 INTAKE MANIFOLD GAS PRESSURE SENSOR - RIGHT BANK
- TE-ESC - 1 TEMPERATURE EXHAUST GAS LEFT BANK
- TE-ESC - 2 TEMPERATURE EXHAUST GAS RIGHT BANK
- TE53-1 TEMPERATURE SENSOR EXHAUST GAS - AFR - LEFT BANK
- TE53-2 TEMPERATURE SENSOR EXHAUST GAS - AFR - RIGHT BANK
- GE-02-1 OXYGEN SENSOR EXHAUST GAS - LEFT BANK
- GE-02-2 OXYGEN SENSOR EXHAUST GAS - RIGHT BANK
- KNK# DETONATION SENSOR

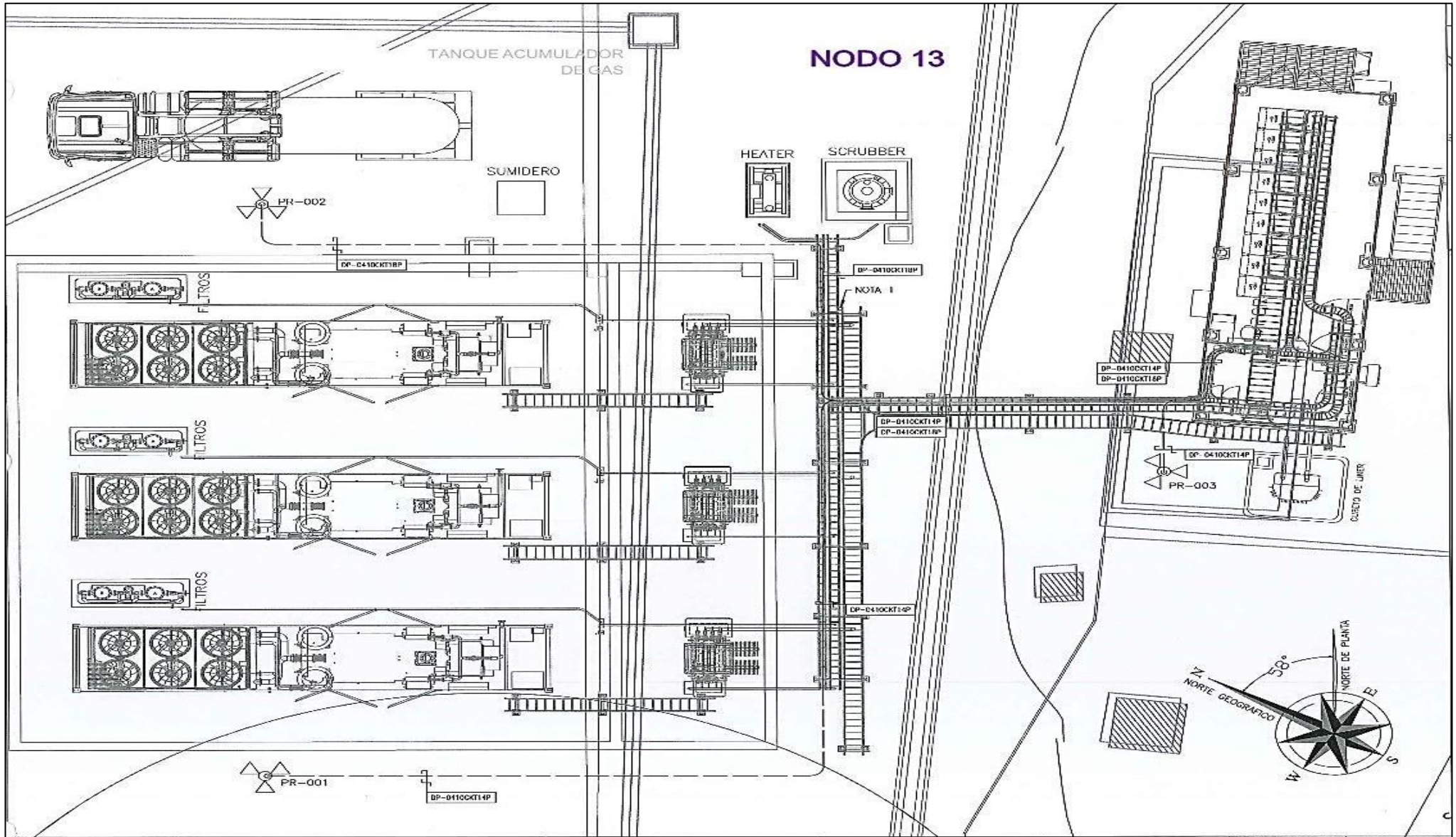
CONNECTIONS

- 52 EXHAUST GAS OUTLET
- 61-1 UNIT MOUNTED AIR CLEANERS
- 71-1 MAIN GAS INLETS

ABBREVIATIONS

- FCV FLOW CONTROL VALVE
- P PRESSURE
- PI PRESSURE INDICATOR
- PP PRESSURE TEST POINT
- PT PRESSURE SENSOR
- TE TEMPERATURE SENSOR
- TP TEMPERATURE TEST POINT
- M MOTOR
- PCV PRESSURE CONTROL VALVE
- GE-02 SENSOR DE OXIGENO
- C-02 CARBURETOR
- T-03 TURBOCHARGER
- GV SOLENOID VALVE
- KNK DETONATION SENSOR

LAYOUT DE TANQUE ACUMULADOR DE GAS - 58CPYP001A-ARC-CYP-01-040



**ANEXO VI: TABLAS DE ESTUDIO HAZOP DE LA
ESTACIÓN CUYABENO**

MÚLTIPLE DE PRODUCCIÓN (MAN-CYP-100/101; -102/103; -103/104; -104/105) – NODO 1

HOJA DE TRABAJO HAZOP												
FECHA:	02/05/2020	NUMERO DE P&ID:			58 PAM-CYP-01-001; -00;2-003; -004; -005							
NODO:	1	FACILIDAD/INSTALACIÓN			MÚLTIPLE DE PRODUCCIÓN (MANIFOLD) MAN-CYP-100/105							
DESVIACIONES				DESCRIPCIÓN								
PALABRA GUÍA	PARÁMETROS	CAUSAS	EFECTOS/CONSECUENCIAS	TIPO DE MATRIZ	NIVEL DE RIESGO			SALVAGUARDAS EFECTIVAS	RECOMENDACIONES	RESPONSABLE	OBSERVACIONES	
					S	L	RR					
1. NO	1.1 FLUJO	Cierre de válvula manual 8"BA1-2R aguas abajo de la SDV-A89108	Incremento de presión en todo el sistema hasta los cabezales de cada pozo	PAM	S2	L2	B	25	Interrupción PSH A89102/106, Señal en sala de control de la bomba BES	Evaluar la condición de seguridad de la válvula manual 8"BA1-2R	PAM Operaciones / Mantenimiento	
		Obstrucción por solidos	Posible daño de las bombas electros sumergibles	PAM	S2	L2	B	25	Alarma de bajo flujo	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la estación	PAM Operaciones / Mantenimiento	
		Válvula de control cerrada	Pérdida de producción	PAM	S1	L2	A	5	Protecciones intrínsecas de cada bomba BES	Analizar la instalación de transmisor de presión en cabezales de producción	PAM Operaciones / Mantenimiento	
2. ALTO	2.1 FLUJO	Alta presión ubicada aguas arriba	Posible daño interno en línea, Efectos de corrosión	PAM	S1	L3	A	10	Alarma de alto flujo	Reparar alarma de alto flujo de agua en el separador de producción	Contratista prestadora de servicios	
	2.2 PRESIÓN	Cierre en la válvula de control	Alto nivel aguas abajo	PAM	S2	L2	B	25	Indicadores de presión	Instalación de alarma de alto flujo de gas en el separador de producción (valorar en etapa de ingeniería)	PAM Operaciones / Mantenimiento	
	2.3 TEMPERATURA	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM								
3. BAJO	3.1 FLUJO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento	
	3.2 PRESIÓN	Cierre de válvula manual 8"BA1-2R aguas abajo de la SDV-A89108	Alto nivel aguas abajo	PAM	S2	L2	B	25	Protecciones intrínsecas de la bomba	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la estación	PAM Operaciones / Mantenimiento	
	3.3 TEMPERATURA	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento	
4. OTRO QUE	4.1 PERDIDA DE CONTENCIÓN	Corrosión/Erosión	Se visualizan perdidas de fluido	PAM	S1	L4	C	100	Protección anticorrosión, Inyección de químicos	Verificación de inyección de químicos	Contratista prestadora de servicios	
		Material de la línea defectuoso		PAM	S1	L2	A	5		Asegurarse que todas las válvulas de drenaje y venteo tenga tapón	Contratista prestadora de servicios	
	4.2 DESVÍO DE FLUJO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							Contratista prestadora de servicios	
5. REVERSO	5.1 FLUJO	Alta presión aguas abajo	Alta presión aguas arriba	PAM	S2	L3	B	50	válvulas check / de compuerta	Verificar estado de válvulas check	PAM Operaciones / Mantenimiento	
			Alto nivel aguas arriba	PAM	S2	L2	B	25			PAM Operaciones / Mantenimiento	
		Baja presión Aguas arriba	Alta presión aguas abajo	PAM	S1	L1	A	1		Verificar y ejecutar Plan de mantenimiento de válvulas existentes	PAM Operaciones / Mantenimiento	

SISTEMA DE SEPARADOR DE PRODUCCIÓN (V-129; V-344; V-128) -- NODO 2

HOJA DE TRABAJO HAZOP											
FECHA:	02/05/2020	NUMERO DE P&ID:									
NODO:	2	FACILIDAD/INSTALACIÓN	SISTEMA DE SEPARADOR DE PRODUCCIÓN (V-129; V-344; V-128)								
DESVIACIONES			DESCRIPCIÓN								
PALABRA GUÍA	PARÁMETROS	CAUSAS	EFECTOS/CONSECUENCIAS	TIPO DE MATRIZ	NIVEL DE RIESGO			SALVAGUARDAS EFECTIVAS	RECOMENDACIONES	RESPONSABLE	OBSERVACIONES
					S	L	RR				
1. NO	1.1 FLUJO	Cierre de válvula de control de ingreso al V-128	No se visualizan consecuencias	PAM						PAM Operaciones / Mantenimiento	
		Cierre de válvula de control de ingreso al V-129		PAM						PAM Operaciones / Mantenimiento	
		Cierre de válvula de control de ingreso al V-344		PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento
2. ALTO	2.1 INTERFACE	Obstrucción de filtro "Y" en línea de salida de fluido agua	Arrastre o mezcla de agua en línea de crudo	PAM	S1	L2	A	10	Transmisor	Configurar una alarma de alto nivel de interface en monitor de control	Contratista prestadora de servicios
		Fallos en lazo de control		PAM	S1	L1	A	1	Indicadores de presión	Configurar alarma en V-129 por alto y bajo flujo	PAM Operaciones / Mantenimiento
	2.2 TEMPERATURA	Falla válvula de gas Interno separadores Fallo en extractor de niebla	Disminución de contención al superar la presión de colapso del separador	PAM	S1	L2	A	10	Indicador de temperatura	Mantenimiento preventivo de equipos nuevos e instrumentación relacionada	PAM Operaciones / Mantenimiento
		Aumento de temperatura en el fluido aguas arriba o desde separador		PAM	S1	L1	A	1			
	2.3 PRESIÓN	Fallos en el lazo de control	Alta Presión en separadores (V-129; V-344; V-128)	PAM	S2	L2	B	25	Alarma visual V-0128	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la estación	PAM Operaciones / Mantenimiento
		Cierre manual de válvula en la línea de salida de gas		PAM					Transmisor de nivel por alto y bajo) / sdv-0567	Mantenimiento preventivo de equipos nuevos e instrumentación relacionada	PAM Operaciones / Mantenimiento
3. BAJO	3.1 NTERFACE	Defecto en funcionamiento en el lazo de control de salida de fluido agua	Evidencia altos niveles de Crudo en corriente de agua	PAM	S2	L3	B	50	Transmisor de nivel por Alto- alto y bajo- bajo)	Verificar nivel de interface con ayuda de toma de muestra de crudo	Contratista prestadora de servicios
				PAM						Configurar alarma de bajo nivel de interface PSV-01	Contratista prestadora de servicios
	3.2 TEMPERATURA	Fallo en instrumentación de control	Posibles bajo porcentaje de separación gas petróleo	PAM	S1	L1	A	1	Indicador de temperatura	Mantenimiento preventivo de equipos nuevos e instrumentación relacionada	Contratista prestadora de servicios
	3.3 PRESIÓN	Falla en el lazo de control de presión en el separador V-344; V-128; V-129	Arrastre de fluidos líquidos en la corriente de gas por alto nivel	PAM	S2	L3	B	50	Transmisor de nivel PI-02	Verificar el Ar abierto del by pass de la Y LG-02 bloqueo de las válvulas manuales	PAM Operaciones / Mantenimiento
				PAM							
		Falla en válvula inferior v de drenaje	PAM	S1	L1	A	1				

SISTEMA DE SEPARADOR DE PRODUCCIÓN (V-129; V-344; V-128) -- NODO 2

HOJA DE TRABAJO HAZOP											
FECHA:	02/05/2020	NUMERO DE P&ID:	58 PAM-CYP-01-005 58 PAM-CYP-01-006								
NODO:	2	FACILIDAD/INSTALACIÓN	SISTEMA DE SEPARADOR DE PRODUCCIÓN (V-129; V-344; V-128)								
DESVIACIONES				DESCRIPCIÓN							
PALABRA GUÍA	PARÁMETROS	CAUSAS	EFECTOS/CONSECUENCIAS	TIPO DE MATRIZ	NIVEL DE RIESGO			SALVAGUARDAS EFECTIVAS	RECOMENDACIONES	RESPONSABLE	OBSERVACIONES
					S	L	RR				
4. OTRO QUE	4.1 FLUJO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM						PAM Operaciones / Mantenimiento	
	4.3 PRESENCIA DE SÓLIDOS	Operaciones que dejan con Contaminantes los pozos luego de reacondicionamientos	Taponamiento de filtros	PAM	S2	L2	B	25	Mantenimiento del separador	Mantenimiento preventivo de equipos nuevos e instrumentación asociada	Contratista prestadora de servicios
	4.2 PÉRDIDA DE CONTENCIÓN	Corrosión / Erosión	Fugas en el sistema	PAM	S2	L1	A	5	Operación / respuesta de mantenimiento según sea necesario	Asegurar que las válvulas de drenaje y venteos individuales tengan tapón	PAM Operaciones / Mantenimiento
Válvula de drenaje o purga con fugas		PAM						Inspección no destructiva	Trazabilidad de materiales y aseguramiento de calidad	Contratista prestadora de servicios	
5. APAGADO	5.1 APAGADO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM					Asegurar que el shut down lógico requiera confirmación antes de SD	PAM Operaciones / Mantenimiento	
6. PUESTA EN MARCHA	6.1 DESVIACIÓN DURANTE PUESTA EN MARCHA	Excesiva presencia de Oxígeno dentro del sistema	Obstrucción y taponamiento excesivo	PAM	S1	L2	A	5	Procedimiento adecuado de acuerdo con las normas de PAM	Efectuar el procedimiento de acuerdo a normas de la empresa	Contratista prestadora de servicios

Elaboración: Lima Edison

SISTEMA DE SEPARADOR DE PRUEBA (V-106; V-108; V-109; V-153) -- NODO 3

HOJA DE TRABAJO HAZOP												
FECHA:	02/05/2020	NUMERO DE P&ID:										58 PAM-CYP-01-007
NODO:	3	FACILIDAD/INSTALACIÓN	SISTEMA DE SEPARADOR DE PRUEBA (V-106; V-108; V-109; V-153)									
DESVIACIONES			DESCRIPCIÓN									
PALABRA GUÍA	PARÁMETROS	CAUSAS	EFECTOS/CONSECUENCIAS	TIPO DE MATRIZ	NIVEL DE RIESGO				SALVAGUARDAS EFECTIVAS	RECOMENDACIONES	RESPONSABLE	OBSERVACIONES
					S	L	RR					
1. NO	1.1 FLUJO	Cierre de válvula de control de ingreso al V-153	No se visualizan consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento	
		Cierre de válvula de control de ingreso al V-108		PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento	
		Cierre de válvula de control de ingreso al V-109; V-106		PAM								PAM Operaciones / Mantenimiento
2. ALTO	2.1 INTERFACE	Obstrucción de filtro "Y" en línea de salida de fluido agua	Arrastre o mezcla de agua en línea de crudo	PAM	S1	L2	A	10	Transmisor LIT-01	Configurar una alarma de alto nivel de interface en monitor de control LIT-01	Contratista prestadora de servicios	
		Fallos en lazo de control LIT-01		PAM	S1	L1	A	1	Indicadores de presión PI-02	Configurar alarma en V-108 por alto y bajo flujo	PAM Operaciones / Mantenimiento	
	2.2 TEMPERATURA	Falla válvula de gas Interno separadores	Disminución de contención al superar la presión de colapso del separador	PAM	S1	L2	A	10	Indicador de temperatura	Mantenimiento preventivo de equipos nuevos e instrumentación relacionada	PAM Operaciones / Mantenimiento	
		Fallo en extractor de niebla		PAM	S1	L1	A	1				
	2.3 PRESIÓN	Fallos en el lazo de control	Alta Presión en separadores (V-106; V-153; V-108; V-109)	PAM					Alarma visual V-0108	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la estación	PAM Operaciones / Mantenimiento	
		Cierre manual de válvula en la línea de salida de gas		PAM	S2	L2	B	25	Transmisor de nivel por alto y bajo) / TT-01	Mantenimiento preventivo de equipos nuevos e instrumentación relacionada	PAM Operaciones / Mantenimiento	
3. BAJO	3.1 INTERFACE	Defecto en funcionamiento en el lazo de control de salida de fluido agua	Evidencia altos niveles de Crudo en corriente de agua	PAM				Transmisor de nivel por Alto- alto y bajo- bajo)	Verificar nivel de interface con ayuda de toma de muestra de crudo	Contratista prestadora de servicios		
				PAM	S2	L3	B		50	Configurar alarma de bajo nivel de interface PSV-01	Contratista prestadora de servicios	
	3.2 TEMPERATURA	Fallo en instrumentación de control	Posibles bajo porcentaje de separación gas petróleo	PAM	S1	L1	A	1	Indicador de temperatura	Mantenimiento preventivo de equipos nuevos e instrumentación relacionada	Contratista prestadora de servicios	
	3.3 PRESIÓN	Falla en el lazo de control de presión en el separador V-344; V-128; V-129	Arrastre de fluidos líquidos en la corriente de gas por alto nivel	PAM				Transmisor de nivel PI-02	Verificar el Ar abierto del by pass de la Y LG-02 bloqueo de las válvulas manuales	PAM Operaciones / Mantenimiento		
				PAM	S2	L3	B			50	PAM Operaciones / Mantenimiento	
		Falla en válvula inferior v de drenaje	PAM	S1	L1	A	1			PAM Operaciones / Mantenimiento		

SISTEMA DE SEPARADOR DE PRUEBA (V-106; V-108; V-109; V-153) -- NODO 3

HOJA DE TRABAJO HAZOP												
FECHA:	02/05/2020	NUMERO DE P&ID:	58 PAM-CYP-01-007									
NODO:	3	FACILIDAD/INSTALACIÓN	SISTEMA DE SEPARADOR DE PRUEBA (V-106; V-108; V-109; V-153)									
DESVIACIONES		DESCRIPCIÓN										
PALABRA GUÍA	PARÁMETROS	CAUSAS	EFECTOS/CONSECUENCIAS	TIPO DE MATRIZ	NIVEL DE RIESGO				SALVAGUARDAS EFECTIVAS	RECOMENDACIONES	RESPONSABLE	OBSERVACIONES
					S	L	B	RR				
4. OTRO QUE	4.1 FLUJO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento	
	4.3 PRESENCIA DE SÓLIDOS	Operaciones que dejan con Contaminantes los pozos luego de reacondicionamientos	Taponamiento de filtros	PAM	S2	L2	B	25	Mantenimiento del Separadores V-106; V-108	Mantenimiento preventivo de equipos nuevos e instrumentación asociada	Contratista prestadora de servicios	
	4.2 PÉRDIDA DE CONTENCIÓN	Corrosión / Erosión	Fugas en el sistema	PAM	S2	L1	A	5	Operación / respuesta de mantenimiento según sea necesario	Asegurar que las válvulas de drenaje y venteos individuales tengan tapón	PAM Operaciones / Mantenimiento	
Válvula de drenaje o purga con fugas LSL-01		PAM						Inspección de separadores no destructiva	Trazabilidad de materiales y aseguramiento de calidad	Contratista prestadora de servicios		
5. APAGADO	5.1 APAGADO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM					Asegurar que el shut down lógico requiera confirmación antes de SD	PAM Operaciones / Mantenimiento		
6. PUESTA EN MARCHA	6.1 DESVIACIÓN DURANTE PUESTA EN MARCHA	Excesiva presencia de Oxígeno dentro del sistema	Obstrucción y taponamiento excesivo	PAM	S1	L2	A	5	Procedimiento adecuado de acuerdo con las normas de PAM	Efectuar el procedimiento de acuerdo con normas de la empresa	Contratista prestadora de servicios	

Elaboración: Lima Edison

BOTA DESGASIFICADORA (BG-0001; BG-0002) -- NODO 4

HOJA DE TRABAJO HAZOP												
FECHA:	02/05/2020	NUMERO DE P&ID:	58E 007-CYP-01-011									
NODO:	4	FACILIDAD/INSTALACIÓN	BOTA DESGASIFICADORA (BG-0001; BG-0002)									
DESVIACIONES		DESCRIPCIÓN										
PALABRA GUÍA	PARÁMETROS	CAUSAS	EFECTOS/CONSECUENCIAS	TIPO DE MATRIZ	NIVEL DE RIESGO				SALVAGUARDAS EFECTIVAS	RECOMENDACIONES	RESPONSABLE	OBSERVACIONES
					S	L	RR					
1. NO	1.1 FLUJO	Cierre manual de válvula de entrada, de la bota	Presurización del separador	PAM	S2	L2	B	25	Visto en desviaciones alta presión y alto nivel nodo 1 separador	Evaluar la condición de seguridad de la válvula manual 8"BA4-2R	PAM Operaciones / Mantenimiento	
		Cierre manual de válvula de salida de la bota	Inundación del recipiente con posible arrastre de líquido a la tea	PAM	S1	L2	A	5	Manual de operación de la planta	Actualización de manual y entrenamiento del personal	PAM Operaciones / Mantenimiento	
2. ALTO	2.1 FLUJO	Válvula de control abierta en el Heater Treater	Asegurarse de la alineación de las válvulas durante el comisionado (lo)	PAM	S1	L3	A	10	Alarma de alto flujo	Reparar alarma de alto flujo de agua en el separador de producción	Contratista prestadora de servicios	
	2.2 PRESIÓN	Cierre de válvulas en el sistema de flares	Alto nivel aguas abajo	PAM	S1	L2	A	5	Asegurarse de la alineación de las válvulas durante el comisionado	Asegurarse en los P&IDS la correcta alineación de las válvulas del sistema de Venteos.	PAM Operaciones / Mantenimiento	
	2.3 TEMPERATURA	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM								
3. BAJO	3.1. FLUJO	Inundación del recipiente con posible arrastre de líquido a la tea	Afectación de equipos asociados a la bota 1	PAM	S1	L1	A	5	Manual de operación de la planta	Actualización de manual y entrenamiento del personal	PAM Operaciones / Mantenimiento	
	3.2 PRESIÓN	Taponamiento de demister	Afectación de equipos asociados a la bota 1	PAM	S2	L2	B	25	Protecciones intrínsecas	Revisar instrumentación asociada a la bota (no figura en P&ID)	PAM Operaciones / Mantenimiento	El equipo es existente Provisto por PAM
	3.3 TEMPERATURA	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento	
4. OTRO QUE	4.1 BOLSÓN HIDRÁULICO	Mala distribución del flujo entre los recipientes (boots)	Se visualizan pérdidas de fluido	PAM	S1	L2	A	5	Protecciones intrínsecas	Verificar diseño de bota para distribución hidráulica adecuada y para escenarios extremos de diseño por ejemplo flujo tipo slug	Contratista prestadora de servicios	
5. REVERSO	5.1 FLUJO INVERSO	Operación paralelo botas	Inadecuada distribución de flujo a los trenes de operación	PAM	S1	L3	A	10	Válvulas check	Instalar válvulas check en la descarga del V-B75133	Contratista prestadora de servicios	
									Instalar válvulas check en la descarga del V-B 75132			

Elaboración: Lima Edison

SISTEMA DE ALIVIO K.O.D Y TEA (CAF-0140233; CAF-0140234; CAF-0013673; QE-0003 / QE-0004) -- NODO 5

HOJA DE TRABAJO HAZOP												
FECHA:	02/05/2020	NUMERO DE P&ID:	58 PAM-CYP-01-012									
NODO:	5	FACILIDAD/INSTALACIÓN	SISTEMA DE ALIVIO K.O.D Y TEA (CAF-0140233; CAF-0140234; CAF-0013673; QE-0003 / QE-0004)									
DESVIACIONES			DESCRIPCIÓN									
PALABRA GUÍA	PARÁMETROS	CAUSAS	EFECTOS/CONSECUENCIAS	TIPO DE MATRIZ	NIVEL DE RIESGO				SALVAGUARDAS EFECTIVAS	RECOMENDACIONES	RESPONSABLE	OBSERVACIONES
					S	L	B	RR				
1. NO	1.1 FLUJO	Fallos o cierre de SDV-B 75122 por falta de aire	Pérdidas de producción	PAM	S2	L2	B	25	Alarma bajo nivel LIT-B75122 Y PIT-B75122B, LG-01	Se sugiere a PAM la verificación de la confiabilidad del sistema de aire comprimido	PAM Operaciones / Mantenimiento	
2. ALTO	2.1 FLUJO	Falla en la distribución de cargas entre los dos FWKO	Inundación del recipiente	PAM	S1	L2	A	5	Switch de muy alto nivel LSHH B75122 CON INTERLOCK I-145 que cierra la SVD de entrada al FWKO CAF-0140234	Se recomienda un plan de inspección periódico	Contratista prestadora de servicios	
	2.2 PRESIÓN	Falla general en lazo de control de presión LSH	Daño mecánico del recipiente	PAM	S2	L2	B	25	Válvulas de seguridad	Considerar el programa de mantenimiento preventivo	PAM Operaciones / Mantenimiento	
	2.3 TEMPERATURA	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento	
3. BAJO	3.1 FLUJO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento	
	3.2 PRESIÓN	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias									
	3.3 TEMPERATURA	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias									
4. OTRO QUE	4.1 ALTO NIVEL	Falta de aire en válvulas de actuación neumáticas en el FWKO	pérdida de producción	PAM	S1	L3	A	10	Alarma bajo nivel LIT-B75122 Y PIT-B75122B, LG-01	Verificar el sistema de aire comprimido (capacidad de diseño)	Contratista prestadora de servicios	
		Ingreso de caudal demasiado alto desde pozos	Acarreo de Líquido al sistema de Flare	PAM	S1	L2	A	5	LIT B-75122, LSHH-B75122,	Asegurar por medio del procedimientos operativos la correcta alineación de las válvulas manuales	Contratista prestadora de servicios	
5. REVERSO	5.1 FLUJO INVERSO	Retorno de producción de los cabezales por falla de las válvulas de retención (check) tanto en crudo y de agua	Aumento de nivel en el separador vertical	PAM	S1	L1	A	1	Ver desviación por nivel	Verificar estado de válvulas check	Contratista prestadora de servicios	
										Verificar y ejecutar Plan de mantenimiento de válvulas existentes	PAM Operaciones / Mantenimiento	

Elaboración: Lima Edison

SISTEMA DE QUÍMICOS POWER OIL Y SEPARADORES (T-001--T-013) -- NODO 6

HOJA DE TRABAJO HAZOP												
FECHA:	02/05/2020	NUMERO DE P&ID:	58 PAM-CYP-01-014									
NODO:	6	FACILIDAD/INSTALACIÓN	SISTEMA DE QUÍMICOS POWER OIL Y SEPARADORES (T-001--T-013)									
DESVIACIONES		DESCRIPCIÓN										
PALABRA GUÍA	PARÁMETROS	CAUSAS	EFECTOS/CONSECUENCIAS	TIPO DE MATRIZ	NIVEL DE RIESGO				SALVAGUARDAS EFECTIVAS	RECOMENDACIONES	RESPONSABLE	OBSERVACIONES
					S	L	RR					
1. NO	1.1 FLUJO	Obstrucción de la línea en descarga Del Skid.	Pérdida de eficiencia en la separación (Demulsificante / Antiespumante).	PAM	S1	L2	A	5	Válvula de seguridad PSV-A89700-1 (PSV-A89700-2/3/4/5/6/7/8) asociadas a cada químico	Asegurar que durante el proceso de reposición de químicos (llenado de tanques) se realice el control de calidad	PAM Operaciones / Tratamiento Químico	
		Obstrucción del tubing aguas arriba de la bomba de inyección (alimentación del Skid).	Reducción de la vida útil de los elementos de superficie (inhibidor de corrosión)	PAM	S2	L2	B	25	Filtros tipo "Y" en la descarga del tanque y en la succión de la bomba (para cada uno de los químicos)	Asegurar que dentro de la rutina diaria operacional se realice el monitoreo del área de químicos	PAM Operaciones / Tratamiento Químico	
2. ALTO	2.1 FLUJO	Error en la dosificación de Químico (exceso).	Pérdida de eficiencia en la separación (Demulsificante).	PAM	S1	L1	A	1	No se visualizar Protecciones.	Asegurar que dentro de la rutina diaria operacional se realice el monitoreo del área de químicos	PAM Operaciones / Tratamiento Químico	
	2.2 PRESIÓN	Obstrucción de la Línea en descarga Del Skid.	Pérdida de eficiencia en la separación (Demulsificante / Antiespumante).	PAM	S2	L2	B	25	Válvula de seguridad PSV-A89700-1 (PSV-A89700-2/3/4/5/6/7/8) asociadas a cada químico	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la estación Cuyabeno	PAM Operaciones / Mantenimiento	
3. BAJO	3.1 FLUJO	Obstrucción de filtro en descarga	Pérdida de eficiencia en la separación (Demulsificante / Antiespumante).	PAM	S1	L1	A	5	No se visualizan Protecciones.	Asegurar que durante el proceso de reposición de químicos (llenado de tanques) se realice el control de calidad	PAM Operaciones / Tratamiento Químico	
	3.2 PRESIÓN	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM	S2	L2	B	25	Protecciones intrínsecas de la bomba	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la estación	PAM Operaciones / Mantenimiento	
4. NIVEL	4.1 ALTO NIVEL	Error operacional durante el proceso de llenado del Tanque.	Posible afectación del trabajador (lesiones Personales).	PAM	S3	L3	C	100	Ducha y lava ojos ubicada En el área de químicos.	Asegurar el cumplimiento del procedimiento de abastecimiento de químico en las diferentes locaciones, con el propósito de evitar accidentes que pudiesen comprometer la salud de los trabajadores o causar afectación Ambiental.	PAM Operaciones / Tratamiento Químico	Se encuentra en Nivel 2 en referencia a la tabla 2.9 Importancia de cambio
	4.2 BAJO NIVEL	Falla del cabezal de la bomba	Pérdida de eficiencia en la separación (Demulsificante / Antiespumante).	PAM	S2	L1	A	5	No se visualizan Protecciones.	Asegurar que dentro de la rutina diaria operacional se realice el monitoreo del área de químicos	PAM Operaciones / Tratamiento Químico	
5. REVERSO	5.1 FLUJO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento	

Elaboración: Lima Edison

DEPURADORES DE GAS (CAF 0114432, 0114433, 0146391) -- NODO 7

HOJA DE TRABAJO HAZOP											
FECHA:	02/05/2020	NUMERO DE P&ID:	58 PAM-CYP-01-011								
NODO:	7	FACILIDAD/INSTALACIÓN	DEPURADORES DE GAS (VC-1001; V-1933)								
DESVIACIONES		DESCRIPCIÓN									
PALABRA GUÍA	PARÁMETROS	CAUSAS	EFECTOS/CONSECUENCIAS	TIPO DE MATRIZ	NIVEL DE RIESGO			SALVAGUARDAS EFECTIVAS	RECOMENDACIONES	RESPONSABLE	OBSERVACIONES
					S	L	RR				
1. PUESTA EN MARCHA	1.1 DESVIACIÓN DURANTE PUESTA EN MARCHA	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM						PAM Operaciones / Mantenimiento	
2. ALTO	2.1 NIVEL	Fallos en Válvula de control LCV-02	Sobrecarga hacia el Flare	PAM	S1	L3	A	10	Alarma de LSHH-ACSA LC-01	Implementar la medida de ingeniería correspondiente para drenar automáticamente el líquido colectado en la salida de gas hacia el colector de venteos en la salida del separador V-108	Contratista prestadora de servicios
	2.2 PRESIÓN	Obstrucción del arresta llamas	Alta presión en el sistema de KOD	PAM	S2	L1	A	5	Indicadores de presión	Analizar el set del PDIT-ACSA-16 PC-02	PAM Operaciones / Mantenimiento
	2.3 TEMPERATURA	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							
3. BAJO	3.1 FLUJO	Válvula de control cerrada	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento
	3.2 PRESIÓN	Falla del lazo de control LCV-02	Alto nivel aguas abajo	PAM	S2	L2	B	25	Protecciones intrínsecas de la bomba	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la estación	PAM Operaciones / Mantenimiento
	3.3 TEMPERATURA	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento
4. OTRO QUE	4.1 PERDIDA DE CONTENCIÓN	Corrosión/Erosión	Se visualizan pérdidas de fluido	PAM	S1	L2	A	5	Protecciones intrínsecas del depurador de gas	Asegurarse que todas las válvulas de drenaje y venteo tenga tapón	Contratista prestadora de servicios
	4.2 ALTA CONCENTRACIÓN DE CONTAMINANTES	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							Contratista prestadora de servicios
5. APAGADO	5.1 DESVIACION DE PARO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento

Elaboración: Lima Edison

FILTROS COALESCENTES (F-321; F-322; V-1934; V-1935; V-1936) -- NODO 8

HOJA DE TRABAJO HAZOP											
FECHA:	02/05/2020	NUMERO DE P&ID:	58CPYP001A-ARC-CYP-01-037								
NODO:	8	FACILIDAD/INSTALACIÓN	FILTROS COALESCENTES (F-321; F-322; V-1934; V-1935; V-1936)								
DESVIACIONES			DESCRIPCIÓN								
PALABRA GUÍA	PARÁMETROS	CAUSAS	EFECTOS/CONSECUENCIAS	TIPO DE MATRIZ	NIVEL DE RIESGO			SALVAGUARDAS EFECTIVAS	RECOMENDACIONES	RESPONSABLE	OBSERVACIONES
					S	L	RR				
1. NO	1.1 FLUJO	Cierre de válvula manual de scrubber 6" 2R	Baja eficiencia en generadores Waukesha	PAM	S2	L2	B	25	Interruptor PSH A87102/106, Señal en sala de control del operador de planta eléctrica	Evaluar la condición de seguridad de la válvula 6" -2R Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la estación	PAM Operaciones / Mantenimiento
		Válvula de control cerrada	Pérdida de potencia	PAM	S1	L2	A	5	Alarma de bajo flujo	Analizar la instalación de transmisor flujo	PAM Operaciones / Mantenimiento
2. ALTO	2.1 FLUJO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento
	2.2 PRESIÓN	Cierre en la válvula de control P I F-321,	Altas presiones no requeridas por los grupos electrógenos	PAM	S2	L2	B	25	Indicadores de presión PI- F321	Instalación de alarma de alto flujo de gas en el scrubber	PAM Operaciones / Mantenimiento
	2.3 TEMPERATURA	Fallo en mecanismo de calentador H-0004	Daño en los filtros Y componentes internos	PAM	S1	L1	A	1	Indicadores de temperatura	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la estación	PAM Operaciones / Mantenimiento
3. BAJO	3.1 FLUJO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento
	3.2 PRESIÓN	Cierre de válvula manual 6"BA1-2R	Ineficiencia en limpieza de filtros	PAM	S2	L2	B	25	Protecciones intrínsecas de la planta eléctrica	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la planta de generación eléctrica	PAM Operaciones / Mantenimiento
	3.3 TEMPERATURA	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento
4. OTRO QUE	4.1 PERDIDA DE CONTENCIÓN	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							Contratista prestadora de servicios
	4.2 DESVÍO DE FLUJO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							Contratista prestadora de servicios
5. REVERSO	5. 1 FLUJO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento

Elaboración: Lima Edison

CALENTADOR ELÉCTRICO DE GAS (H-0004) -- NODO 9

HOJA DE TRABAJO HAZOP												
FECHA:	02/05/2020	NUMERO DE P&ID:	58CPYP001A-ARC-CYP-01-039									
NODO:	9	FACILIDAD/INSTALACIÓN	CALENTADOR ELÉCTRICO DE GAS (H-0004)									
DESVIACIONES				DESCRIPCIÓN								
PALABRA GUÍA	PARÁMETROS	CAUSAS	EFECTOS/CONSECUENCIAS	TIPO DE MATRIZ	NIVEL DE RIESGO				SALVAGUARDAS EFECTIVAS	RECOMENDACIONES	RESPONSABLE	OBSERVACIONES
					S	L	RR					
1. NO	1.1 FLUJO	Cierre de válvula manual 6"-2R aguas abajo de la SDV-A89	Apagado de Generador por no flujo de gas combustible	PAM	S1	L2	B	25	Señal en sala de control de la planta de generación	Evaluar la condición de seguridad de la válvula manual 6" 2R	PAM Operaciones / Mantenimiento	
		Válvula de control cerrada	Posible daño en los grupos electrógenos	PAM	S4	L3	D	200	Alarma de bajo flujo	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la estación de generación	PAM Operaciones / Mantenimiento	Se encuentra en Nivel 3 en referencia a la tabla 2.9 Importancia de cambio
2. ALTO	2.1 FLUJO	Alta presión ubicada aguas arriba	Posible daño interno en línea gas	PAM	S1	L1	A	1	Alarma de alto flujo	Reparar alarma de alto flujo de gas en el en el calentador	Contratista prestadora de servicios	
	2.2 PRESIÓN	Cierre en la válvula de control	Baja Eficiencia en generadores 1001,1002,1003	PAM	S2	L2	B	25	Indicadores de presión	Instalación de alarma de alto flujo de gas en el separador de producción (valorar en etapa de ingeniería)	PAM Operaciones / Mantenimiento	
	2.3 TEMPERATURA	Fallos en calentador eléctrico en la placa	Baja Eficiencia en generadores 1001,1002,1003	PAM	S2	L3	B	50	Indicadores de temperatura	Verificar indicadores de temperatura en generadores Waukesha	PAM Operaciones / Mantenimiento	
3. BAJO	3.1 FLUJO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento	
	3.2 PRESIÓN	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM	S2	L2	B	25	Protecciones intrínsecas de la bomba	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la Planta de generación	PAM Operaciones / Mantenimiento	
	3.3 TEMPERATURA	Fallos en calentador eléctrico en las placas	Perdida de potencia en generadores	PAM	S2	L2	B	25	Indicadores de temperatura	Verificar indicadores de temperatura en generadores Waukesha	PAM Operaciones / Mantenimiento	
4. OTRO QUE	4.1 PERDIDA DE CONTENCIÓN	Corrosión/Erosión	Salida de gas al ambiente y formación de atmósfera explosiva	PAM	S2	L2	B	25	Protección anticorrosión en calentador H-0004	Verificación de estado de operatividad calentador H-0004	Contratista prestadora de servicios	
	4.2 DESVÍO DE FLUJO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							Contratista prestadora de servicios	
5. REVERSO	4.1 FLUJO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento	

Elaboración: Lima Edison

SUMIDEROS Y TIE IN PARA CONDENSADO (T-1083) -- NODO 10

HOJA DE TRABAJO HAZOP												
FECHA:	02/05/2020	NUMERO DE P&ID:	58CPYP001A-ARC-CYP-01-012 58CPYP001A-ARC-CYP-01-038									
NODO:	10	FACILIDAD/INSTALACIÓN	TIE IN PARA CONDENSADO (CAF-0140233; CAF-0013673)									
DESVIACIONES				DESCRIPCIÓN								
PALABRA GUÍA	PARÁMETROS	CAUSAS	EFECTOS/CONSECUENCIAS	TIPO DE MATRIZ	NIVEL DE RIESGO				SALVAGUARDAS EFECTIVAS	RECOMENDACIONES	RESPONSABLE	OBSERVACIONES
					S	L	B	RR				
1. NO	1.1 FLUJO	Cierre en la válvula 4" 7-RW de control	Exceso de acumulación de condensados en la línea de líquido	PAM	S2	L2	B	25	Alarma de bajo flujo tablero de control	Evaluar la condición de seguridad de la válvula manual 4"7-RW	PAM Operaciones / Mantenimiento	
							Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la estación	PAM Operaciones / Mantenimiento				
2. ALTO	2.1 FLUJO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM	S1	L3	A	10	Alarma de alto flujo	Reparar alarma de alto flujo de agua en el separador de producción	Contratista prestadora de servicios	
	2.2 PRESIÓN	Cierre en la válvula de control	Alto nivel aguas abajo	PAM	S1	L1	A	1	Indicadores de presión en el tablero de los generadores	Instalación de alarma de alto flujo de gas en el separador de producción	PAM Operaciones / Mantenimiento	
	2.3 TEMPERATURA	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento	
3. BAJO	3.1 FLUJO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento	
	3.2 PRESIÓN	Cierre en las válvulas manuales en la succión de las bombas	Alto nivel de presión aguas abajo	PAM	S2	L2	B	25	Protecciones intrínsecas de la bomba de succión de condensados	Mantenimiento en las válvulas de cierre de líquidos	PAM Operaciones / Mantenimiento	
	3.3. NIVEL	Apertura inadvertida de válvulas de drenajes	Alto nivel de presión aguas abajo	PAM	S1	L2	A	5	Alarmas de bajo nivel LSL-431	Verificación periódica de alarmas LSL-431	PAM Operaciones / Mantenimiento	
4. OTRO QUE	4.1 EXCESIVO INGRESO DE LÍQUIDO A KODS	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM						En caso de verificar el dimensionamiento de los KODS de alta y baja presión se deberán considerar los volúmenes de "slugs"	Contratista prestadora de servicios	
	4.2 SUCCIÓN	TAPONAMIENTO EN LA SUCCIÓN DE LA BOMBA	Daños mecánicos en la bomba p-b75308	PAM	S2	L3	B	50	Sistema de captación con reja	Evaluar la instalación de otro tipo de bomba	Contratista prestadora de servicios	
5. REVERSO	5.1 FLUJO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento	

Elaboración: Lima Edison

SISTEMA DE GENERACIÓN DE LOS GRUPOS ELECTRÓGENOS (1001, 1002,1003; PC 2111) -- NODO 11

HOJA DE TRABAJO HAZOP												
FECHA:	02/05/2020	NUMERO DE P&ID:		58CYP001A-ARC-CYP-01-041 58CYP001A-ARC-CYP-01-042								
NODO:	11	FACILIDAD/INSTALACIÓN		SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE GENERADOR (1001,1002,1003; PC 2111)								
DESVIACIONES				DESCRIPCIÓN								
PALABRA GUÍA	PARÁMETROS	CAUSAS	EFECTOS/CONSECUENCIAS	TIPO DE MATRIZ	NIVEL DE RIESGO			SALVAGUARDAS EFECTIVAS	RECOMENDACIONES	RESPONSABLE	OBSERVACIONES	
					S	L	RR					
1. NO	1.1 FLUJO DE GAS	Problemas en la producción de los pozos	Apagado abrupto de grupos electrógenos	PAM				Interruptor PSH A90107/108, Señal en sala de control de la planta de generación	Instalación de recipiente acumulador para almacenar combustible (gas asociado)	PAM Operaciones / Mantenimiento		
		Apagado de Bombas electro sumergibles en pozos de las plataformas de Cuyabeno	Posible daño del motor y los sistemas de enfriamiento en los generadores	PAM	S4	L3	D	100	Apertura del interruptor del lado de baja tensión del transformador	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la estación	PAM Operaciones / Mantenimiento	
			Pérdida de producción	PAM					Protecciones del estator Protección de generador con neutro conectado a tierra	Analizar la instalación de transmisor de presión en cabezales de producción	PAM EE Eficiencia Energética/OGE	Se encuentra en Nivel 4 en referencia a la tabla 2.9 Importancia de cambio
2. ALTO	1.2 FLUJO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM						Contratista prestadora de servicios		
	1.3 PRESIÓN	Cierre en la válvula de control automatizado del termostato	Alto nivel aguas abajo	PAM	S2	L2	B	25	Indicadores de presión Lazo de control	Instalación de alarma de alto flujo de gas en el separador de producción	PAM EE / Mantenimiento	Se encuentra en Nivel 2 en referencia a la tabla 2.9 Importancia de cambio
	1.4 TEMPERATURA	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM						PAM Operaciones / Mantenimiento		
3. BAJO	1.5 FLUJO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM						PAM Operaciones / Mantenimiento		
	1.6 PRESIÓN	Cierre de válvula manual 6"BA1-2R aguas abajo, zona del scrubber	Alto nivel aguas abajo	PAM	S2	L2	B	25	Protecciones intrínsecas de separador scrubber	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento para cada maniobra que se realice en la estación de generación	PAM Operaciones / Mantenimiento	
	1.7 TEMPERATURA	Fallo en calentador eléctrico H-0004	Pérdidas de potencia en generadores a gas	PAM	S2	L1	A	5	Alarma de temperatura LIT -323	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento para cada maniobra que se realice en la estación de generación	PAM Operaciones / Mantenimiento	
4. OTRO QUE	4.1. VIBRACIÓN	Taponamiento de filtros F-321,322	Daño mecánico de los motores De los grupos electrógenos Waukesha	PAM	S3	L2	B	50	Filtros de gas F-321,322 Mallas trampa de condensado	Mantenimiento en los Filtros de gas	Contratista prestadora de servicios	
	4.2 DETONACIONES	Presencia de condensados en los cilindros de los grupos electrógenos	Daños en los cilindros y deformación de las paredes de recorrido del pistón	PAM	S4	L2	C	100	Alarmas de planta de generación LIT-005	Aplicación de normas de limpieza en los equipos	Contratista prestadora de servicios	
5. GENÉRICO	5.1 SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Inadecuado suministro de Combustible.	Imposibilidad de ejecutar actividades. (Black -Out)	PAM	S2	L3	B	50	Coordinación efectiva de PAM para garantizar el suministro de energía eléctrica	Actualizar los escenarios de coordinación de protecciones eléctricas para evitar un Black-Out	PAM Operaciones / Mantenimiento	
			Retraso en el inicio de las operaciones de la Estación en el Ramal Norte y sistema Power Oil	PAM	S3	L3	C	100				Se encuentra en Nivel 4 en referencia a la tabla 2.9 Importancia de cambio

SCRUBBER DE GAS (VC-1001 V-1933) -- NODO 12

HOJA DE TRABAJO HAZOP											
FECHA:	02/05/2020	NUMERO DE P&ID:	58CPYP001A-ARC-CYP-01-035								
NODO:	12	FACILIDAD/INSTALACIÓN	DEPURADORES DE GAS (VC-1001; V-1933)								
DESVIACIONES			DESCRIPCIÓN								
PALABRA GUÍA	PARÁMETROS	CAUSAS	EFECTOS/CONSECUENCIAS	TIPO DE MATRIZ	NIVEL DE RIESGO			SALVAGUARDAS EFECTIVAS	RECOMENDACIONES	RESPONSABLE	OBSERVACIONES
					S	L	RR				
1. PUESTA EN MARCHA	1.1 DESVIACIÓN DURANTE PUESTA EN MARCHA	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM						PAM Operaciones / Mantenimiento	
2. ALTO	2.1 NIVEL FLUJO	Fallos en Válvula de control LSL-1933	Sobrecarga hacia el área Flare	PAM	S1	L3	A	10	Alarma de LSHH-ACSA LC-12	Implementar la medida de ingeniería correspondiente para drenar automáticamente el líquido colectado en la salida de gas hacia el colector de venteos en la salida del separador V	Contratista prestadora de servicios
	2.2 PRESIÓN	Obstrucción del arresta llamas	Alta presión en el sistema de KOD	PAM	S2	L1	A	5	Indicadores de presión PIT -1933	Analizar el set del PDIT-ACSA-16 PC-02	PAM Operaciones / Mantenimiento
	2.3 TEMPERATURA	Calentador eléctrico	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							
3. BAJO	3.1 FLUJO	Válvula de control cerrada	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento
	3.2 PRESIÓN	Falla del lazo de control LCV-01	Alto nivel aguas abajo	PAM	S2	L2	B	25	Protecciones intrínsecas de la bomba	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la estación	PAM Operaciones / Mantenimiento
	3.3 TEMPERATURA	Fallo en Calentador eléctrico	Baja temperatura de gas combustible para generación	PAM	S3	L2	B	50	Protecciones intrínsecas del calentador eléctrico H-0004	Implementar la medida de ingeniería correspondiente	PAM Operaciones / Mantenimiento
4. OTRO QUE	4.1 PERDIDA DE CONTENCIÓN	Corrosión/Erosión	Se visualizan pérdidas de fluido	PAM	S1	L2	A	5	Protecciones intrínsecas del depurador de gas	Asegurarse que todas las válvulas de drenaje y venteo tenga tapón	Contratista prestadora de servicios
				PAM							Contratista prestadora de servicios
	4.2 ALTA CONCENTRACIÓN DE CONTAMINANTES	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							Contratista prestadora de servicios
5. APAGADO	5.1 DESVIACION DE PARO	No se visualizan causas	No se pueden visualizar consecuencias	PAM							PAM Operaciones / Mantenimiento

Elaboración: Lima Edison

LAYOUT TANQUE ACUMULADOR DE GAS (V-1620 A) -- NODO 13

LISTA DE CHEQUEO (CHECK LIST)						
FECHA:	02/05/2020	FACILIDAD/INSTALACIÓN		LAYOUT TANQUE ACUMULADOR DE GAS (V-1620 A)		
NODO:	13	ITEM		DESCRIPCIÓN		
NÚMERO	DESCRIPCIÓN	SI CUMPLE	NO CUMPLE	EMPRESA	RECOMENDACIONES	RESPONSABLE
1	En caso de cierre de las tres SDV de ingreso se cuenta con alarmase interruptores para apagar el compresor de gas	X		PAM	No aplica	PAM Operaciones / Mantenimiento
2	Sigue rango de presiones (LLSP 100 PSI - HSP 240 PSI - HHSP 250 PSI)	X		PAM	Mantener rangos de presión exigidas en el diseño.	
3	La estación cuenta con una etapa de equipos Etapa de membrana de gas.		X	PAM	Es necesario la instalación de una etapa de membrana de gas para mejorar la calidad del gas, es decir reducir en su composición el CO2 y evitar problemas de operatividad en el tanque acumulador.	
4	Posee las protecciones por alta presión	X		PAM	No aplica	
5	Se puede monitorear el nivel de condensados en los indicadores de nivel	X		PAM	Verificar en etapa de Ingeniería su correcto funcionamiento.	
6	Cuenta con una línea de 2" para el drenaje de condensados	X		PAM	Realizar la correcta conexión con sumideros y verificar que no existan fugas por líneas de condensado.	
7	Cuenta con Etapa de gas cooler		X	PAM	Se requiere la instalación de una etapa de gas cooler para mejorar condiciones de presión y temperatura en el tanque acumulador.	
8	El sistema contra incendios en la zona de generación eléctrica cuenta con las especificaciones necesarias.	X		PAM	Enviar y tener disponibilidad las especificaciones de los elementos del SCI (hidrantes, monitores, gabinetes, mangueras).	
9	La corriente gas liberada por el scrubber VC-1001 que ingresa a la etapa de comprensión gas cuenta con compresores diseñados apropiadamente		X	PAM	Verificar en etapa de Ingeniería su correcta instalación y dimensionamiento.	
10	Existen condiciones externas, adecuadas para la instalación del tanque acumulador de gas.		X	PAM	Realizar evaluación en etapas avanzadas de Ingeniería	
11	Existe un plan de respuesta contra incendios adecuado en caso de emergencia en planta de generación.	X		PAM	No aplica	
12	Cuenta con un serpentín para enfriar vapores de destilación		X	PAM	Realizar evaluación en etapas avanzadas de Ingeniería	
13	Existe compatibilidad de los suministros con los que cuenta la estación Cuyabeno	X		PAM	No aplica	
14	Existe la señalética adecuada para equipos y señalización de seguridad para el personal que ejecuta operaciones en la planta de generación.	X		PAM	La señalética y EPP del personal debe regirse a las normas de la empresa y normas internacionales OHSAS 18001, ISO 45001	
15	Existe venteo de gas a zona segura lejos de zona de futura instalación del acumulador de gas	X		PAM	Se recomienda la instalación lejos de área de loa KDRUMS en la estación Cuyabeno.	
16	Los mecheros se encuentran ubicados en un lugar adecuada	X		PAM	No aplica	
17	Existe monitoreo en consola de control automatizado de la planta de generación eléctrica	X		PAM	No aplica	

Elaboración: Lima Edison

**ANEXO VII: TABLAS DE RECOMENDACIONES DE ESTUDIO
HAZOP DE LA ESTACIÓN CUYABENO**

N.- Recomendaciones	RECOMENDACIONES PROPUESTAS
1	Evaluar la condición de seguridad de la válvula manual 8"BA1-2R.
2	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la estación.
3	Analizar la instalación de transmisor de presión en cabezales de producción.
4	Reparar alarma de alto flujo de agua en el separador de producción.
5	Instalación de alarma de alto flujo de gas en el separador de producción (valorar en etapa de ingeniería).
6	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la estación.
7	Verificación de inyección de químicos.
8	Asegurarse que todas las válvulas de drenaje y venteo tenga tapón.
9	Verificar estado de válvulas check.
10	Verificar y ejecutar Plan de mantenimiento de válvulas existentes en manifold.
11	Configurar una alarma de alto nivel de interface en monitor de control.
12	Configurar alarma en V-129 por alto y bajo flujo.
13	Mantenimiento preventivo de equipos nuevos e instrumentación relacionada.
14	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la estación.
15	Verificar nivel de interface con ayuda de toma de muestra de crudo.
16	Configurar alarma de bajo nivel de interface PSV-01.
17	Mantenimiento preventivo de equipos instalados e instrumentación relacionada.
18	Verificar el abierto del by pass de la Y LG-02 bloqueo de las válvulas manuales.
19	Asegurar que las válvulas de drenaje y venteos individuales tengan tapón.
20	Trazabilidad de materiales y aseguramiento de calidad.
21	Asegurar que el shut down lógico requiera confirmación antes de SD.

22	Efectuar el procedimiento de acuerdo con normas de la empresa.
23	Configurar una alarma de alto nivel de interface en monitor de control LIT-01.
24	Configurar alarma en V-108 por alto y bajo flujo.
25	Verificar nivel de interface con ayuda de toma de muestra de crudo.
26	Mantenimiento preventivo de equipos nuevos e instrumentación relacionada.
27	Verificar el abierto del by pass de la Y LG-02 bloqueo de las válvulas manuales.
28	Configurar alarma de bajo nivel de interface PSV-01.
29	Asegurar que las válvulas de drenaje y venteos individuales tengan tapón.
30	Mantenimiento preventivo de equipos usados e instrumentación asociada.
31	Asegurar que el shut down lógico requiera confirmación antes de SD.
32	Efectuar el procedimiento de acuerdo con normas de la empresa.
33	Se sugiere a PAM la verificación de la confiabilidad del sistema de aire comprimido.
34	Se recomienda un plan de inspección periódico en separadores de prueba.
35	Considerar el programa de mantenimiento preventivo.
36	Verificar el sistema de aire comprimido (capacidad de diseño).
37	Asegurar por medio de los procedimientos operativos la correcta alineación de las válvulas manuales.
38	Verificar y ejecutar Plan de mantenimiento de válvulas existentes.
39	Asegurar que durante el proceso de reposición de químicos (llenado de tanques) se realice el control de calidad.
40	Asegurar que dentro de la rutina diaria operacional se realice el monitoreo del área de químicos.
41	Asegurar el cumplimiento del procedimiento de abastecimiento de químico en las diferentes locaciones, con el propósito de evitar accidentes que pudiesen comprometer la salud de los trabajadores o causar afectación Ambiental.
42	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la estación.

43	Asegurar que durante el proceso de reposición de químicos (llenado de tanques) se realice el control de calidad.
44	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la estación Cuyabeno.
45	Implementar la medida de ingeniería correspondiente para drenar automáticamente el líquido colectado en la salida de gas hacia el colector de venteos en la salida del separador V-108.
46	Analizar el set del PDIT-ACSA-16 PC-02.
47	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de drenaje y de cada maniobra que se realice en la estación.
48	Asegurarse que todas las válvulas de drenaje y venteo tenga tapón.
49	Evaluar la condición de seguridad de la válvula 6" -2.
50	Analizar la instalación de transmisor flujo.
51	Instalación de alarma de alto flujo de gas en el scrubber.
52	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento del scrubber y de cada maniobra que se realice en la estación.
53	Evaluar la condición de seguridad de la válvula manual 6" 2R.
54	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la estación de generación.
55	Verificar periódicamente indicadores de presión en generadores Waukesha.
56	Verificar periódicamente indicadores de temperatura en generadores Waukesha.
57	Verificación de estado de operatividad calentador H-0004.
58	Instalación de alarma de alto flujo de gas en el separador de producción (valorar en etapa de ingeniería).
59	Reparar alarma de alto flujo de gas en el en el calentador.
60	Evaluar la condición de seguridad de la válvula manual 4"7-RW.
61	Evaluar la instalación de otro tipo de bomba.
62	Verificación periódica de alarmas LSL-431.
63	En caso de verificar el dimensionamiento de los KODS de alta y baja presión se deberán considerar los volúmenes de "slugs".

64	Mantenimiento en las válvulas de cierre de líquidos.
65	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la planta de generación.
66	Instalación de alarma de alto flujo de gas en el separador de producción.
67	Instalación de recipiente acumulador para almacenar combustible (gas asociado).
68	Elaborar el instructivo operacional y de mantenimiento de cada maniobra que se realice en la estación de generación.
69	Verificación constante de operaciones y funcionamiento de los equipos para evitar un Black-Out.
70	Mantenimiento en los Filtros de gas.
71	Aplicación de normas de limpieza en los equipos de diseño.
72	Actualizar los escenarios de coordinación de protecciones eléctricas.
73	Instalación de alarma de alto flujo de gas en el separador de producción.
74	Analizar la instalación de transmisor de presión en cabezales de producción.
75	Implementar la medida de ingeniería correspondiente para drenar automáticamente el líquido colectado en la salida de gas hacia el colector de venteos en la salida del separador V.
76	Analizar el set del PDIT-ACSA-16 PC-02.
77	Asegurarse que todas las válvulas de drenaje y venteo tenga tapón.
78	Implementar la medida de ingeniería correspondientes en la generación eléctrica.
79	La señalética y EPP del personal debe regirse a las normas de la empresa y normas internacionales OHSAS 18001, ISO 45001.
80	Se recomienda la instalación lejos de área de loa KDRUMs en la estación Cuyabeno.
81	Se requiere la instalación de una etapa membrana de gas, para mejorar la calidad del gas, es decir disminuir el porcentaje en composición de CO2. Mismo que ayude en la operatividad de la planta de generación eléctrica.
82	Se requiere la instalación de una etapa de gas cooler para mejorar condiciones de presión y temperatura en el tanque acumulador.
83	Enviar y tener disponibilidad las especificaciones de los elementos del SCI (hidrantes, monitores, gabinetes, mangueras).
84	Verificar en etapa de Ingeniería su correcta instalación y dimensionamiento.

**ANEXO VIII: TABLA RESUMEN DE CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS
HAZOP DE LA ESTACIÓN CUYABENO Y SU PLANTA DE
GENERACIÓN A GAS**

RESUMEN CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS HAZOP

CONCLUSIONES ESPECÍFICAS

De acuerdo a las desviaciones planteadas	Mediante las desviaciones planteadas se logró identificar los riesgos generales de la estación que nos permitieron generar recomendaciones acordes a las operaciones y equipos que intervienen en el proceso de generación de electricidad a base de gas.
De acuerdo al nivel de riesgo	En base a este parámetro se encontró que el 51,13 % de los riesgos, pertenecen al nivel A, lo que quiere decir de acuerdo a la matriz de evaluaciones riesgo de Petroamazonas que no se requiere la implementación de medidas o estudios adicionales para mitigar estos riesgos, sin embargo también se evidenció la presencia de 3 riesgos en el nivel C que representa el 3,4 % que indica que se deben establecer medidas adicionales necesarias para reducir el riesgo e implementar todas aquellas que se consideren factibles y 2 que es el 2.27 % en el nivel D lo que implica verificar el nivel de riesgo por medio de un análisis exhaustivo del proceso o actividad .
De acuerdo al análisis Check List	En el análisis Check List realizado en la implementación de un tanque acumulador, de acuerdo a los riesgos encontrados y las recomendaciones planteadas, es necesario realizar algunas modificaciones en la instalación, entre las cuales están que: se debería instalar la etapa de compresión con bombas compresoras, una etapa de membranas de gas que limpien el CO2 del gas combustible enviado hacia la generación eléctrica y finalmente analizar la posibilidad de implementar una etapa de gas cooler.
Generales	El resultado del análisis evidenció los riesgos en la operatividad, además nos permitió generar varias recomendaciones que ayudaran a mitigar los riesgos involucrados en las operaciones de tratamiento y generación eléctrica a gas en la estación Cuyabeno, para evitar posibles accidentes en el personal que monitorea y opera la planta de generación y reducir pérdidas materiales y económicas.

Elaborado por: Lima Edison