

**UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO-ECUADOR  
UNIVERSIDAD DE HUELVA-ESPAÑA**

**ANALISIS HAZOP DE LA UNIDAD REGENERADORA  
DE AMINAS**

**VERONICA PEÑAHERRERA**

**Tesis de grado presentada como requisito para la obtención del título de Máster en  
Seguridad, Salud y Ambiente**

**Quito, 02 enero del 2012**

**UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO – ECUADOR  
UNIVERSIDAD DE HUELVA – ESPAÑA**

Colegio de Postgrados

**HOJA DE APROBACIÓN DE TESIS**

**ANALISIS HAZOP DE LA UNIDAD REGENERADORA  
DE AMINAS**

**VERONICA PENAHERERA**

Giovanny Vintimilla  
**Director de Tesis**

\_\_\_\_\_

Carlos Ruiz Frutos, Ph.D.  
**Director de la Maestría en Seguridad, Salud y Ambiente de la Universidad de Huelva y Miembro del Comité de Tesis**

\_\_\_\_\_

José Antonio Garrido Roldán, MSc.  
**Coordinador Académico de la Maestría en Seguridad, Salud y Ambiente de la Universidad de Huelva y Miembro del Comité de Tesis**

\_\_\_\_\_

Luis Vásquez Zamora, MSc-ESP-DPLO-FPh.D  
**Director de la Maestría en Seguridad, Salud y Ambiente de la Universidad San Francisco de Quito y Miembro del Comité de Tesis**

\_\_\_\_\_

Gonzalo Mantilla, MD-MEd-FAAP  
**Decano de Colegio de Ciencias de la Salud**

\_\_\_\_\_

Benjamín Puertas, MD-MPH  
**Decano de la Escuela de Salud Pública**

\_\_\_\_\_

Victor Viteri Breedy, Ph.D.  
**Decano del Colegio de Postgrados**

\_\_\_\_\_

Quito, Marzo de 2012

© Derechos de autor

**Verónica Alexandra Peñaherrera Muñoz**

**2012**

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo a Dios porque sin El no se puede sembrar ni cosechar ningún logro.

A mis padres por darme la vida, guiarme y acompañarme durante todo este camino, por ser mis pilares de apoyo y educación.

A mi Padre por ser la estructura de mi formación y mi modelo como profesional.

A mi madre por ser mi modelo de vida y con su dulzura y fortaleza me enseñó a caminar por la vida, subiendo escalón por escalón hasta lograr alcanzar con éxito las metas.

## RESUMEN

Este documento describe el estudio de riesgos y operatividad HAZOP que se realizó para la unidad de Regeneración de Aminas (ARU) a ser construida en un Complejo Petroquímico y Refinador en la provincia de Manabí, Ecuador.

Para lo cual se revisó los diagramas de instrumentación y proceso (P&IDs), se procedió a categorizar cada escenario del proceso usando la matriz de riesgos que la empresa posee dentro del Sistema de Riesgos. En esta etapa no se consideran las salvaguardas existentes y futuros escenarios para reducir riesgos. En este análisis se hicieron un total de 14 recomendaciones y 12 parking lot dando un total de 28 puntos de acción para esta unidad. Con este análisis conocemos las causas y las consecuencias de un fallo en un sistema y es más sencillo evitarlo, y poder introducir las salvaguardas adecuadas para prevenir este fallo. Estas salvaguardas deben ser apropiadas al riesgo existente y deben permitir alcanzar a su vez altos niveles de disponibilidad de la planta. La inversión necesaria y los costes de mantenimiento, tienen que ser consecuentes con el riesgo que previenen o mitigan, de forma que los recursos económicos se inviertan allí donde es más necesario para la seguridad. Este análisis fue realizado en la fase de diseño básico del proyecto, así de esta forma se minimiza los riesgos operativos en la unidad. Este análisis de riesgos operativos se realiza cada vez que el diseño de la unidad es modificado en su etapa de diseño básico y en la fase de ingeniería en detalle y finalmente en construcción. Las recomendaciones fueron hechas con la intención de prevenir causas o mitigar consecuencias, proponiendo la implementación de medidas de reducción de riesgos suficientes y adecuadas al proceso

## ABSTRACT

This document describes the operational risk analysis HAZOP performed at a Regeneration Unit (ARU) of a Petrochemical and Refinery Complex to be built in Ecuador.

Process and instrumentation diagrams (P&IDs) were reviewed, and each stage of the process were categorized using the Refinery risk matrix.

With this analysis we know the causes and consequences of a failure in a system and is easier to avoid it, and to introduce appropriate safeguards to prevent this failure. These safeguards should be appropriate to the risk and should in turn help to achieve high levels of plant availability. The necessary investment and maintenance costs have to be consistent with the risk that prevent or mitigate, so that financial resources are invested where it is most necessary to the safety.

This analysis was performed at the basic design phase of the project and thus minimizing operational risk in the unit.

This risk analysis is performed each time the design of the unit is modified on the basic design phase and also during the detailed engineering phase and finally on the construction stage.

<b>1.</b>	<b>INTRODUCCION</b> .....	<b>2</b>
<b>2.</b>	<b>OBJETIVO</b> .....	<b>3</b>
<b>2.1</b>	<b>OBJETIVO GENERAL</b> .....	<b>3</b>
<b>2.2</b>	<b>OBJETIVOS ESPECIFICOS</b> .....	<b>3</b>
<b>3.</b>	<b>ALCANCE</b> .....	<b>3</b>
<b>4.</b>	<b>METODOLOGIA</b> .....	<b>4</b>
<b>4.1</b>	<b>TIPO DE INVESTIGACION</b> .....	<b>4</b>
<b>4.2</b>	<b>POBLACION Y MUESTRA</b> .....	<b>4</b>
<b>4.3</b>	<b>RECOLECCION DE DATOS</b> .....	<b>5</b>
<b>4.4</b>	<b>VALIDEZ Y CONFIABILIDAD DE RESULTADOS</b> .....	<b>5</b>
<b>5.</b>	<b>UNIDAD REGENERADORA DE AMINAS</b> .....	<b>6</b>
<b>5.1</b>	<b>PROCESO QUIMICO</b> .....	<b>7</b>
<b>5.2</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL PROCESO</b> .....	<b>9</b>
<b>5.2.1</b>	<b>COLECCIÓN DE AMINA RICA</b> .....	<b>11</b>
<b>5.2.2</b>	<b>SECCION DE REGENERACION</b> .....	<b>12</b>
<b>5.2.3</b>	<b>SECCION DE FILTRACION DE AMINA POBRE</b> .....	<b>15</b>
<b>5.2.4</b>	<b>DEPOSITO DE AMINA POBRE</b> .....	<b>16</b>
<b>6.</b>	<b>ANALISIS HAZOP</b> .....	<b>17</b>
<b>6.1</b>	<b>PREREQUISITOS PARA REALIZAR UN ANALISIS HAZOP</b> .....	<b>19</b>
<b>6.2</b>	<b>METODOLOGIA DEL HAZOP</b> .....	<b>20</b>
<b>6.3</b>	<b>CATEGORIZACION</b> .....	<b>26</b>
<b>6.3.1</b>	<b>CATEGORIA A</b> .....	<b>26</b>
<b>6.3.2</b>	<b>CATEGORIA B</b> .....	<b>26</b>
<b>6.4</b>	<b>DESARROLLO DE POSIBLES SOLUCIONES</b> .....	<b>27</b>
<b>6.5</b>	<b>REVISION Y APROBACION DE RESOLUCIONES</b> .....	<b>27</b>
<b>6.6</b>	<b>IMPLEMENTACION DE RESOLUCIONES</b> .....	<b>28</b>
<b>6.7</b>	<b>MIEMBROS DEL EQUIPO HAZOP Y RESPONSABILIDADES</b> .....	<b>28</b>
<b>6.7.1</b>	<b>LIDER DE EQUIPO HAZOP:</b> .....	<b>28</b>
<b>6.7.2</b>	<b>SECRETARIO(A) HAZOP:</b> .....	<b>29</b>
<b>6.7.3</b>	<b>EQUIPO TECNICO DEL HAZOP:</b> .....	<b>29</b>
<b>7.</b>	<b>ESTUDIO HAZOP UNIDAD REGENERADORA DE AMINAS</b> .....	<b>30</b>
<b>8.</b>	<b>RESULTADOS Y RECOMENDACIONES</b> .....	<b>31</b>
<b>9.</b>	<b>CONCLUSIONES:</b> .....	<b>37</b>

<b>10.</b>	<b>GLOSARIO .....</b>	<b>39</b>
<b>11.</b>	<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>42</b>
<b>12.</b>	<b>ANEXOS .....</b>	<b>44</b>



## 1. INTRODUCCION

La Industria petroquímica se dedica a obtener derivados químicos del gas natural y el petróleo, dos componentes sin los que no podríamos imaginar cómo sería la vida hoy en día. No existirían los plásticos, los medicamentos, los detergentes, el caucho, el asfalto, los fertilizantes.

La sociedad industrial moderna depende de la utilización de muchas sustancias químicas potencialmente peligrosas. Algunas veces, el manejo de esas sustancias deriva en accidentes graves, ya sea, durante las etapas de transformación o almacenamiento. Estos accidentes suponen un grave riesgo para la salud y la seguridad de los trabajadores y el público en general, y puede ser una responsabilidad económica a la empresa y la comunidad. Las investigaciones sugieren que las empresas pueden no tener conciencia de los altos costos que este tipo de accidentes puedan tener y de cuáles son las causas que los generan. Por lo que, Debido a las graves consecuencias que el fallo de un sistema de la industria petroquímica pueden ocasionar a los operarios, al medio ambiente y a las instalaciones, es necesario realizar un análisis de riesgos operativos (HAZOP) que permita identificar los peligros, evaluar y prevenir los riesgos e incorporar las salvaguardas necesarias que permita operar en las mejores condiciones de seguridad.

Conociendo las causas y las consecuencias de un fallo es más sencillo evitarlo y poder introducir salvaguardas adecuadas para prevenir este fallo.

Estas salvaguardas deben ser apropiadas al riesgo existente y deben alcanzar altos niveles de disponibilidad en la planta. La inversión debe ser consecuente con el riesgo que se previene o se mitiga.

El presente estudio cubre el Analisis de riesgos operativos de un complejo petroquímico a ser construido en la provincia de Manabi Ecuador.

## **2. OBJETIVO**

### **2.1 OBJETIVO GENERAL**

Verificar el diseño de la unidad de Regeneracion de aminas de la refineria para detectar desviaciones de la operación e interacciones del proceso, que podrían dar lugar a situaciones peligrosas o problemas de operabilidad.

### **2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Prevenir los riesgos laborales, tanto los accidentes como las enfermedades profesionales
- Evitar daños al equipo o a la propiedad
- Garantizar la Calidad del producto, la operatividad y el mantenimiento de la planta
- Preveer y controlar las emisiones ambientales
- Asegurar la construcción o el arranque de la planta

## **3. ALCANCE**

El análisis se realizo a las tuberías y equipo de instrumentación dentro de la ARU; para lo cual se reviso el proceso y diagramas de instrumentación (P&IDs) que cubren el tren 1 de la unidad de procesos.

El tren 2 se revisara solo si se determina que hay cambios significativos en el nivel de riesgos y el diseño.

## **4. METODOLOGIA**

### **4.1 TIPO DE INVESTIGACION**

El HAZOP es una técnica de identificación de riesgos inductiva basada en la premisa de que los riesgos. El método involucra, la investigación de desviaciones del intento de diseño o propósito de un proceso, por un grupo de individuos con experiencia en diferentes áreas tales como; ingeniería, producción, mantenimiento, química y seguridad. El grupo es guiado, en un proceso estructurado de tormenta de ideas, por un líder, que crea la estructura, al utilizar un conjunto de palabras guías o claves (no, mayor, menor, etc.) para examinar desviaciones de las condiciones normales de un proceso en varios puntos clave (nodos) de todo el proceso.

### **4.2 POBLACION Y MUESTRA**

La parte mas importante de un análisis de riesgos es la selección tanto del sistema a analizar como de la metodología de análisis a emplear.

Se selecciona el sistema que se quiere analizar y se determina que tipo de sistema es, si es un sistema simple o uno complejo, si se manejan sustancias peligrosas, etc.

En una determinada instalación de proceso, considerada como el área objeto de estudio, se definirán para mayor comodidad una serie de subsistemas o líneas de proceso que corresponden a entidades funcionales propias: línea de carga a un depósito, separación de disolventes, reactores.

En el caso de este trabajo el área que a la que se realizara el estudio de riesgos HAZOP es una de las unidades de procesos llamada Unidad Regeneradora de Aminas (ARU), que es parte de un Complejo Refinador a ser construido en la provincia de Manabi, Ecuador.

### **4.3 RECOLECCION DE DATOS**

Durante la primera etapa del HAZOP se obtiene la información necesaria acerca del sistema que se analiza, las generalidades del proceso, también se obtiene la documentación que sirve para conocer los aspectos importantes del sistema, sus capacidades y limitaciones, así como la ubicación física de los equipos involucrados en el sistema.

Los documentos incluyen hojas de seguridad de las sustancias químicas, hojas de especificaciones de equipos, diagramas de procesos, etc.

### **4.4 VALIDEZ Y CONFIABILIDAD DE RESULTADOS**

Los resultados que se obtienen en un análisis de riesgos son principalmente riesgos y salvaguardas. El resultado que se busca en el análisis de riesgo y operabilidad es la identificación de las operaciones que representan una mayor severidad y probabilidad de falla. Esto se obtiene principalmente de la matriz de riesgos que posee cada empresa.

Este análisis crítico, es aplicado de una manera estructurada, por el grupo del Hazop, que mediante una tormenta de ideas hacen un esfuerzo para descubrir causas creíbles de desviaciones. En la práctica, muchas de las causas, serán obvias, tales como la falla de la bomba, que causa una pérdida del servicio del agua de enfriamiento, en el ejemplo mencionado. Sin embargo, una gran ventaja de la técnica, es que alienta al grupo a considerar otras posibilidades menos obvias de cómo pueden ocurrir las desviaciones, que de otra manera sería difícil descubrir en primera instancia. De esta manera, el estudio logra mejores resultados que una revisión mecánica de una lista de verificación. El resultado es, de que hay buenas

oportunidades de identificar fallas y problemas potenciales, que no hayan sido previamente experimentados en el tipo de planta bajo estudio.

## 5. UNIDAD REGENERADORA DE AMINAS

En general los procesos con aminas son los más usados por su buena capacidad de remoción, bajo costo y flexibilidad en el diseño y operación. Las alcanol-aminas más usadas son: Monoetanolamina (MEA), Dietanolamina (DEA), Trietanolamina (TEA), Diglicolamina (DGA), Diisopropano-lamina (DIPA) y Metildietanolamina (MDEA).  
Capacidad Comparativa de Varias Categorías de Procesos de Endulzamiento de Acuerdo con la Presión Parcial del H<sub>2</sub>S

Los procesos con aminas son aplicables cuando los gases ácidos tienen baja presión parcial y se requieren bajas concentraciones del gas ácido en el gas de salida (gas residual).

Las reacciones de algunas aminas son las siguientes:



Como se puede apreciar las tres reacciones anteriores se pueden dar en un sentido o en otro. Cuando es de izquierda a derecha se tiene el proceso de endulzamiento y hay producción de calor, o sea que la torre contactora se calienta. Para regenerar la amina se debe tener la reacción de derecha a izquierda o sea que a la solución de amina que sale de la torre contactora se le aplica calor para recuperar la amina

El propósito de la Unidad Regeneradora de Aminas (ARU), es despojar el sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) de los solventes de Amina (40% en peso de MDEA) que vienen de los Absorbedores de Amina localizados en las siguientes Unidades de la Refinería:

- Hidrotratadora de Nafta (NHT)
- Hidrotratadora de Diesel (DHT)
- Hidrodesintegradora (HCU)
- Decoquización Retardada (DCU)
- Planta de Gas Saturado (SGP)
- Desintegradora Catalítica en Lecho Fluidizado (FCC)
- Hidrotratadora de Nafta de FCC (CNH)

## **5.1 PROCESO QUIMICO**

Uno de los procesos más importantes en el endulzamiento de gas natural es la eliminación de gases ácidos por absorción química con soluciones acuosas con alcanolaminas.

De los solventes disponibles para remover H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> de una corriente de gas natural, las alcanolaminas son generalmente las más aceptadas y mayormente usadas.

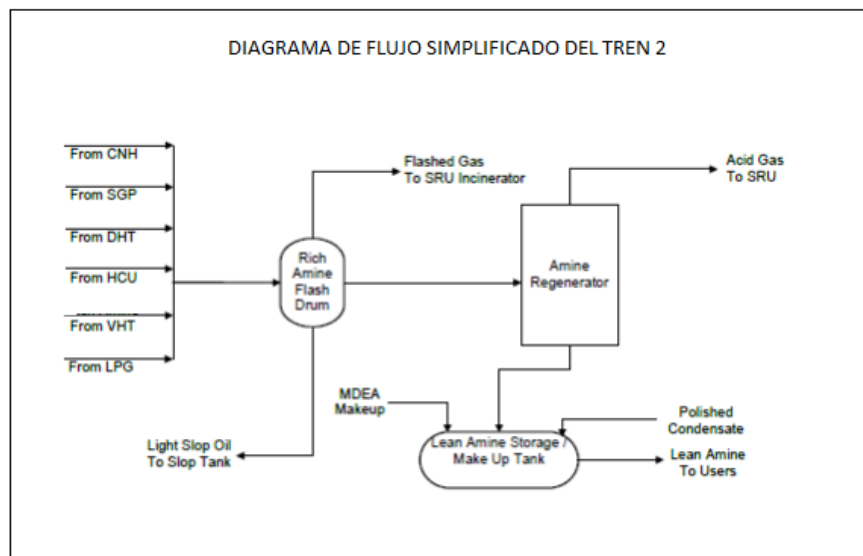
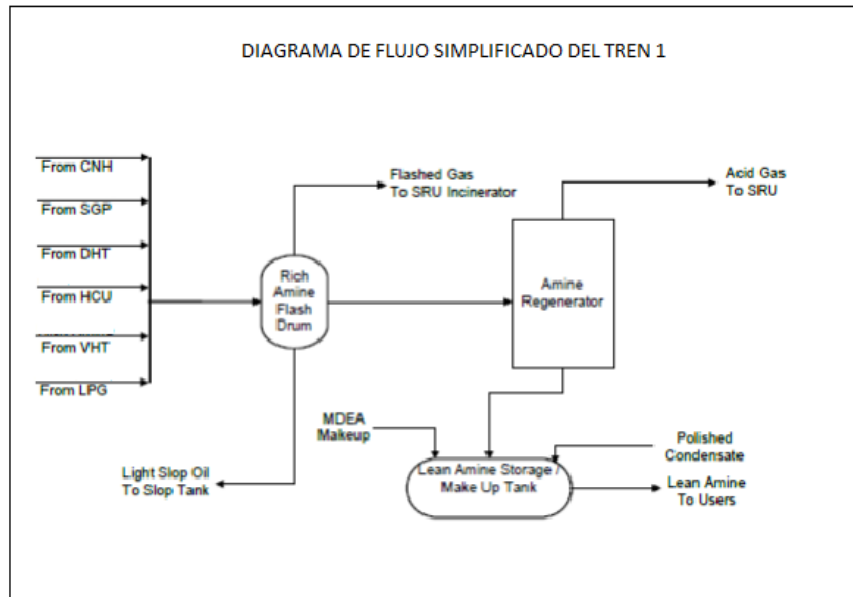
La tecnología esta basada en un proceso de absorción química de gas ácido, seguida por la regeneración de una solución enriquecida.

Durante la absorción, las moléculas de gas ácido pasan de la fase de vapor a la fase líquida, a través de la interfase gas-líquido. Esta absorción química se basa en una reacción ácido-base: H<sub>2</sub>S disuelto en agua (ácido débil) reacciona con alcanolaminas (base débil) las sales de rendimiento que se descomponen a altas temperaturas, y luego pueden ser retiradas.

Las alcanolaminas más comúnmente utilizadas son: MEA (amina primaria), DEA (secundaria amina), TEA y MDEA (aminas terciarias).

Todas las reacciones involucradas son reacciones de equilibrio. Absorción, siendo una reacción exotérmica, se lleva a cabo casi a temperatura ambiente, mientras que la regeneración se produce en el punto de ebullición de la solución en la columna de extracción.

## 5.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO



**Figura1. Descripción del Proceso**

- slop tank = tanques de productos fuera de especificaciones
- make up tank = tanque que contiene alimentación nueva al proceso
- flash drum = tambor de evaporización instantánea



- Lean amine = amina dulce o amina sin H<sub>2</sub>S
- Rich amine = amina agraria o amina con H<sub>2</sub>S

La alimentación a esta sección está constituida principalmente por amina rica en SH<sub>2</sub> procedente de absorbedores de las unidades de tratamiento con aminas.

La sección de Regeneración de Aminas tiene la función de eliminar el SH<sub>2</sub> contenido en la corriente de alimentación a la unidad (amina rica), devolviendo a los absorbedores<sup>1</sup> una Amina pobre con una cantidad mínima de SH<sub>2</sub>, y enviando a las Plantas de Recuperación de Azufre el SH<sub>2</sub> eliminado.

Para lograr tal fin, en esta Unidad, la corriente de aminas rica es bombeada a un intercambiador amina pobre/amina rica y de aquí es conducida al regenerador de amina. La columna regeneradora consta de 20 platos y se calienta mediante un rehervidor que emplea como fluido calefactor vapor de baja presión.

El fondo del regenerador, constituido por amina pobre en SH<sub>2</sub> y agua, tras ser bombeado se hace pasar por un intercambiador de calor, un enfriador y es filtrado primero mecánicamente y después mediante dos filtros de carbón.

La corriente de cabeza del regenerador se enfría en un condensador y se lleva a un botellón donde, una parte del condensado, fundamentalmente agua, constituye el reflujo a la columna regeneradora mientras que los hidrocarburos decantados se envían a tanque de slop.

Por la parte superior de este botellón sale el gas ácido, que alimenta a la Unidad de Recuperación de Azufre.

---

<sup>1</sup> Son equipos encargados de eliminar el SH<sub>2</sub> de las corrientes gaseosas. En los sorbedores, el gas ácido se pone en contacto en contra corriente con una solución de aminas que absorbe el SH<sub>2</sub> de la corriente gaseosa, obteniéndose un fuel gas exento de azufre en la práctica que es incorporado como combustible

La Unidad de Regeneración de Aminas elimina los contaminantes ácidos del fuel gas y de las corrientes residuales gaseosas de los hidrotratamientos de los hidrocarburos. El fuel gas (gas obtenido en procesos como el craqueo catalítico y el hidrotratamiento, que contiene altas concentraciones de sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), debe tratarse para poder usarlo como combustible de refinería. En dicha Planta, las corrientes de hidrocarburos líquidos y gaseosos que contienen sulfuro de hidrógeno se cargan en una torre de absorción de gas o en una torre de contacto de líquidos, donde los contaminantes ácidos son absorbidos por disoluciones de aminas que circulan en contracorriente, de forma que el H<sub>2</sub>S se disuelve en este absorbente líquido. La amina, rica en H<sub>2</sub>S disuelto tras la absorción, se calienta y agota con vapor para eliminar el sulfuro. La amina pobre en H<sub>2</sub>S retorna al proceso de absorción y la corriente de elevada concentración en sulfuro de hidrógeno se envía a la Planta de Recuperación de Azufre.

La ARU trata la amina rica de toda la refinería para cumplir con la especificación de H<sub>2</sub>S amina pobre. El gas ácido resultante se envía a la SRU.

Para proporcionar la flexibilidad necesaria y el margen de seguridad para la ARU para manejar las variaciones de flujo, trastornos y requisitos adicionales de futuro de la refinería, un factor de seguridad se aplicarán al diseño y se define como el caso normal.

La descripción del proceso siguiente es para el tren 1, se aplica también al tren 2, que sólo difiere de la capacidad.

### **5.2.1 COLECCIÓN DE AMINA RICA**

La amina rica que viene de las unidades de proceso: del tren 1 SPG, LPG, DHT, HCU, CNH, VHT y del tren 2 FCC, LEU, DCU, CDU/VDU es encaminada a la unidad de Regeneración de aminas, para su tratamiento vía cabezal de recolección. Esto se recoge en

el tambor de separación donde los hidrocarburos livianos son removidos a través de vaporización y desnatado.

Un absorbedor de gas es montado directamente sobre el tambor de separación a través del cual el gas fluye contra corriente contra el deslizamiento de la corriente de amina pobre.

El H<sub>2</sub>S es absorbido por la amina pobre, permitiendo el endulzado de gas para pasar del absorbedor hacia los incineradores del SRU.

Una separación adecuada se logra con la instalación de una placa coalescente para separar la fase de hidrocarburos a partir de la amina. El líquido separado fase de hidrocarburo se envía al tambor de aceite de hidrocarburo ligero para su posterior transferencia al sistema de decantación. La fase de amina rica es bombeada en cascada de nivel / control de flujo a la sección de recuperación de calor antes de ser dirigida a la Torre de Regeneradora de Amina.

### **5.2.2 SECCION DE REGENERACION**

La amina que viene del tanque de vaporización es precalentada en el intercambiador de amina dulce / acida antes de entrar a la torre de regeneración.

El intercambiador de amina dulce/acida está configurado como dos unidades paralelas con tubería de bypass para permitir a cada unidad ser seguramente aislada y ponerla fuera de servicio para mantenimiento y limpieza mientras la ARU continua operando a capacidad reducida debido al mantenimiento.

Debido a la presencia de H<sub>2</sub>S, la vaporización dentro de los tubos de los intercambiadores es minimizada, por lo tanto el control de nivel del tanque de vaporización está ubicado

aguas abajo del intercambiador, a una mínima distancia de la entrada de la torre Regeneradora de amina.

El objetivo principal de la torre es despojar a la amina rica (ácida) de los gases ácidos absorbidos es decir del H<sub>2</sub>S. Esto se logra dejando caer la solución de amina rica en contra corriente del gas producido por la caldera.

La presión de operación dentro de la torre regeneradora de Aminas se escoge para satisfacer el siguiente criterio: “Asegurarse que la presión de gases ácidos a disposición de la unidad SRU sea suficiente para los requerimientos del proceso” y reducir la temperatura de operación en la parte inferior de la torre regeneradora para minimizar el esfuerzo realizado por la caldera.

La caldera de regeneración de amina provee calor a la torre. Baja presión de vapor es usada en los tubos de circulación de la caldera como medio de calentamiento. El trabajo de la caldera está controlada manipulando el nivel de condensado en el tubo vertical instalado aguas debajo de la caldera. El set point del flujo del condensado estará basado en el flujo de amina rica que va hacia la torre regeneradora, la cual está basada en la proporción de flujo seteada por el operador.

El condensado se dirige hacia el tambor de condensación donde se enfría y se bombea para satisfacer las condiciones requeridas en el cabezal del condensador.

La amina pobre (dulce) se recupera como producto final y se enfría en el intercambiador de amina Pobre/ rica, antes de ser bombeada por el fondo del regenerador de aminas.

El producto en la parte superior de la torre regeneradora de aminas es gas ácido con alto contenido de vapor de agua.

El sistema superior en la torre regenerador de aminas consta de un condensador de aire frio combinado y ajustado para aumentar la eficiencia de la columna y la calidad de la corriente de acida de gas.

Condensados finos son inyectados en la entrada del condensador de aire y se usan para el lavado de los tubos del condensador y las líneas. El gas acido de la torre regeneradora es primeramente enfriado en el condensador de aire de la propia unidad regeneradora antes de ser enviado a un enfriador más preciso para seguir siendo enfriado.

La mayoría del vapor de agua es condensado mientras la corriente de gas pasa a través de los condensadores superiores de la torre de regeneración.

El tambor de reflujo del Regenerador de aminas, recibe un producto de dos fases de la parte superior del intercambiador, el cual se separa en este tambor. El gas acido fluye controlado por la presión del tambor de reflujo hacia la unidad SRU. La presión en el regenerador y las facilidades superiores son controladas por un controlador de presión de rango dividido el cual manipula la cantidad de acido direccionada hacia la SRU y el gas venteado hacia la antorcha.

Si la presión incrementa, o no puede ser controlada enviando el gas a la SRU, el gas acido es direccionado al sistema de antorchas.

La mayor parte de la fase liquida la cual es agua acida, es retornada al Regenerador como reflujo en cascada de nivel/control de flujo usando las bombas del regenerador de flujo de aminas.

Una conexión de derivación como purga es provista en la línea de entrega de las bombas de reflujo con el propósito de enviar flujos pequeños de la corriente de las bombas de reflujo a la unidad SWS para evitar la acumulación de amonio en la torre regeneradora.

La fase de hidrocarburo desnatada en el tambor de reflujo del regenerador de amina es enviada al tambor de aceites livianos para su recolección y posterior transferencia al sistema de decantación ligera a través del tambor de drenaje y del tambor de vaporización instantánea de amina rica para su proceso.

### **5.2.3 SECCION DE FILTRACION DE AMINA POBRE**

El paquete de filtración de amina pobre consiste en un pre filtro mecánico de amina pobre, un filtro de carbón de amina pobre, un post filtro mecánico de amina pobre.

El flujo total de la corriente de amina pobre del regenerador pasa a través del pre filtro mecánico, donde impurezas solidas, productos de corrosión y productos de degradación son removidos de la solución.

Una parte del fluido (15% del flujo de amina pobre) es enviada al filtro de carbón, donde gotas de hidrocarburos pesados y ciertos productos de degradación (surfactantes) que se encuentran en la amina son removidos por absorción.

El funcionamiento de la capa de carbón es importante para controlar la formación de espuma y la corrosión en la ARU.

El fluido de (15% del flujo de amina pobre) es luego enviado a través del post filtro antes de ser mezclado con el flujo total de amina pobre.

Después de la filtración, la amina pobre es almacenada, antes de ser bombeada nuevamente a la cabecera de la amina pobre para distribución a los usuarios.

#### **5.2.4 DEPOSITO DE AMINA POBRE.**

Dos tanques de amina pobre han sido considerados dentro de la unidad de Regeneración de Aminas. Un tanque sirve como tanque que contiene alimentación nueva al proceso, para mantener la concentración de amina dentro del proceso, el otro tanque provee capacidad de almacenamiento para todo el solvente de amina en caso de parada de emergencia.

Una capa de nitrógeno en los tanques es necesaria para impedir la degradación de las aminas a través de la entrada de oxígeno.

## 6. ANALISIS HAZOP

El HAZOP es una técnica de identificación de riesgos inductiva basada en la premisa de que los riesgos, los accidentes o los problemas de operabilidad, se producen como consecuencia de una desviación de las variables de proceso con respecto a los parámetros normales de operación en un sistema dado y en una etapa determinada. Por tanto, ya se aplique en la etapa de diseño, como en la etapa de operación, la sistemática consiste en evaluar, en todas las líneas y en todos los sistemas las consecuencias de posibles desviaciones en todas las unidades de proceso, tanto si es continuo como discontinuo. La técnica consiste en analizar sistemáticamente las causas y las consecuencias de unas desviaciones de las variables de proceso, planteadas a través de unas "palabras guía".

El método surgió en 1963 en la compañía Imperial Chemical Industries, ICI, que utilizaba técnicas de análisis crítico en otras áreas. Posteriormente, se generalizó y formalizó, y actualmente es una de las herramientas más utilizadas internacionalmente en la identificación de riesgos en una instalación industrial.

La realización de un análisis HAZOP consta de las etapas que se describen a continuación:

### **a. Definición del área de estudio**

Consiste en delimitar las áreas a las cuales se aplica la técnica. En una determinada instalación de proceso, considerada como el área objeto de estudio, se definirán para mayor comodidad una serie de subsistemas o líneas de proceso que corresponden a entidades funcionales propias: línea de carga a un depósito, separación de disolventes, reactores, etc.



**b. Definición de los nudos**

En cada uno de estos subsistemas o líneas se deberán identificar una serie de nudos o puntos claramente localizados en el proceso. Por ejemplo, tubería de alimentación de una materia prima a un reactor, impulsión de una bomba, depósito de almacenamiento, etc.

Cada nudo deberá ser identificado y numerado correlativamente dentro de cada subsistema y en el sentido del proceso para mejor comprensión y comodidad. La técnica HAZOP se aplica a cada uno de estos puntos. Cada nudo vendrá caracterizado por variables de proceso: presión, temperatura, caudal, nivel, composición, viscosidad, etc.

La facilidad de utilización de esta técnica requiere reflejar en esquemas simplificados de diagramas de flujo todos los subsistemas considerados y su posición exacta.

El documento que actúa como soporte principal del método es el diagrama de flujo de proceso, o de tuberías e instrumentos, P&ID.

**c. Aplicación de las palabras guía**

Las "palabras guía" se utilizan para indicar el concepto que representan a cada uno de los nudos definidos anteriormente que entran o salen de un elemento determinado. Se aplican tanto a acciones (reacciones, transferencias, etc.) como a parámetros específicos (presión, caudal, temperatura, etc.).

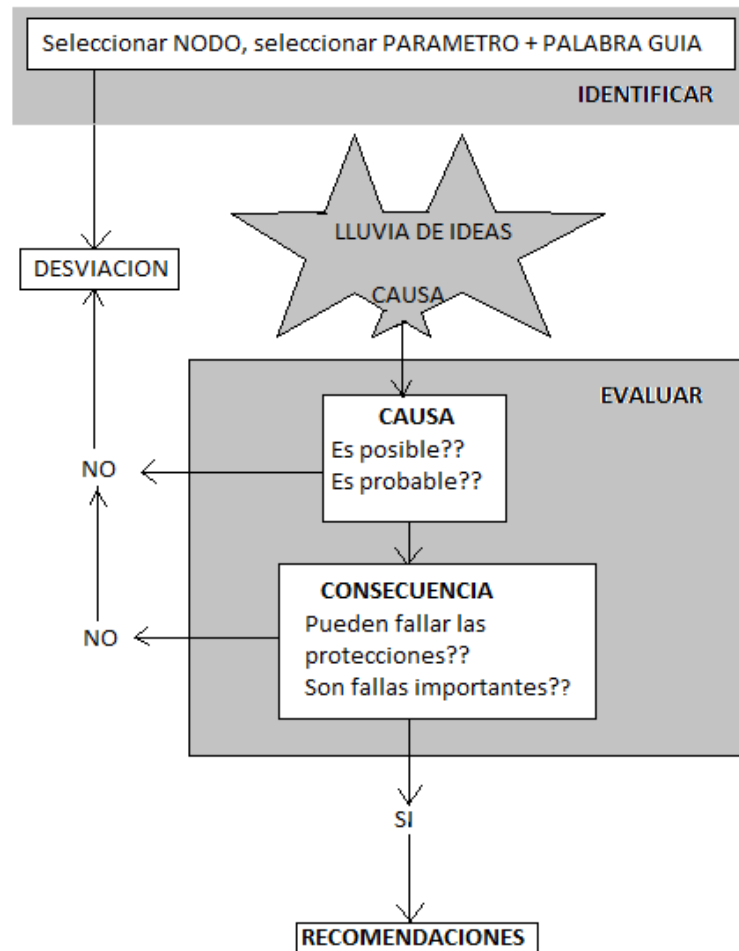
## **6.1 PREREQUISITOS PARA REALIZAR UN ANALISIS HAZOP**

La documentación básica que se necesita para realizar un estudio HAZOP es la siguiente:

- Diagrama de flujo de procesos
- Diagrama de instrumentación y tuberías (P&IDs)
- Planos de diseño
- MSDS hojas de seguridad de productos
- Manual de operaciones de la unidad
- Balance de materiales
- Procedimientos de parada y arranque y hojas de funcionamiento de equipos.

## 6.2 METODOLOGIA DEL HAZOP

La metodología para este proceso de HAZOP es mostrada en el siguiente esquema



**Figura 2. Metodología del Hazop**

El Análisis HAZOP es la aplicación sistemática de las combinaciones de parámetros de procesos (flujo, presión, temperatura, etc.) y palabras guía (no, mas, menos, etc), para producir desviaciones del proceso (no hay flujo, menos flujo, mas presión) desde el punto de vista de intención del diseño o el modo de funcionamiento previstas para el sistema.

Las posibles causas de desviación se identifican para cada sección del proceso (llamado nodo). Luego se discuten las posibles consecuencias que podrían resultar, se evalúan y registran junto con las acciones o peticiones para su consideración por el equipo del proyecto. Las palabras guía se repiten para cada parámetro en cada nodo.

El enfoque básico de estudio de HAZOP consiste en:

- Integrar un equipo de ingenieros experimentados, personal de mantenimiento y operaciones incluyendo representantes de todas las áreas envueltas en la unidad de procesos a evaluarse.
- Presentaciones cortas para explicar los detalles de diseño, funcionamiento de sistemas, y actividades a ser analizados en el HAZOP.
- Aplicación de palabras guía para identificar riesgos de operación y HSE.
- Llevar un registro de las discusiones realizadas en el HAZOP, resumiendo las causas de desviaciones, las consecuencias, las actuales salvaguardas que posee el sistema, ubicación en la matriz de riesgos e identificación de las acciones.

Las palabras guías del HAZOP están divididas en dos secciones:

- La primera sección cubre los parámetros típicos de procesos
  - Flujo
  - Temperatura
  - Nivel
  - Presión
- La segunda sección abarca las áreas de interés que normalmente no se abordan en los parámetros de procesos.
  - Mantenimiento

- Corrosión
  - Falla de servicio
- La segunda parte de la lista se utiliza como una lista de verificación
  - La intención es registrar cualquier problema identificado que pudiera existir para alguna actividad o modo de operación.

Las palabras guía utilizadas en este estudio HAZOP se enumeran en el siguiente cuadro:

<b>TABLA DE PALABRAS GUIA HAZOP</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Flujo</b></li> <li>– No / menos Flujo</li> <li>– Mas flujo</li> <li>– Reverso/ Mal direccionado flujo</li> <li>• <b>Presión</b></li> <li>– Alta (Mas) presión</li> <li>– Baja (menos) presión</li> <li>• <b>Temperatura</b></li> <li>– Alta (Mas) Temperatura</li> <li>– Baja (Menos) Temperatura</li> <li>• <b>Nivel</b></li> <li>– Alto (Mas) Nivel</li> <li>– Bajo/ No (menos) Nivel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contaminación</li> <li>• Reacción /Composición/ Cambio de fase</li> <li>• Corrosión/ Erosión</li> <li>• Falla de Servicio / Mantenimiento</li> <li>• Operación fuera del rango normal/ Arranque/ Apagado/Camisionamiento</li> <li>• HSE / Regulaciones</li> <li>• Otros</li> </ul>

**Tabla 1. Palabras Guia Hazop**

Durante el estudio HAZOP, todos los escenarios que se identificaron fueron clasificados sobre la base de la matriz de riesgo y según las siguientes definiciones en clasificación de riesgos:

### MATRIZ DE RIESGOS

P R O B A B I L I D A D	5	II - 5	II - 10	III - 15	IV - 20	IV - 25
	4	I - 4	II - 8	III - 12	III - 16	IV - 20
	3	I - 3	II - 6	II - 9	III - 12	III - 15
	2	I - 2	I - 4	II - 6	II - 8	II - 10
	1	I - 1	I - 2	I - 3	I - 4	II - 5
		1	2	3	4	5
		SEVERIDAD				

Figura 3. Matriz de Riesgos

CLASIFICACION DE RIESGOS	
IV - 20-25	<b>De alto riesgo.</b> Gestionar el riesgo utilizando la prevención y / o mitigación con alta prioridad. Promover el riesgo a nivel de gerencia apropiado detallando la evaluación de riesgos realizado.
III - 12-16	<b>Riesgo significativo.</b> Gestionar el riesgo utilizando la prevención y / o mitigación con prioridad. Promover el riesgo a nivel de gerencia apropiado detallando la evaluación de riesgos realizado.
II - 5-10	<b>De riesgo medio con controles verificados.</b> No requiere de mitigación donde los controles se puede verificar como funcional. ALARP deben ser evaluados, según sea necesario.
I - 1-4	<b>De bajo riesgo.</b> No mitigación requerida.

Figura 4. Clasificación de Riesgos

SEVERIDAD	SEGURIDAD	AMBIENTAL	DAÑO ACTIVOS	INTERRUPCION DEL NEGOCIO	IMAGEN	NOTIFICACION PUBLICA	SOCIO-CULTURAL	BIODIVERSIDAD	REGULACIONES DEMANDAS LITIGIOS
5	Fatalidad hospitalizacion Severos problemas de salud	>\$10MM	>\$10MM	>\$10MM	cobertura nacional	Completa area de evacuacion	Permanente perdida de acceso a una area o reduccion en la calidad de vida de la comunidad, Grave impacto economico para la comunidad, perdida irreparable de recursos comunitarios	Perdida o extincion de especies, habitat o ecosistema.	>10MM
4	Discapacidad permanente hospitalizaciones multiples mayores problemas de salud	\$ 1MM a \$10 MM	\$ 1MM a \$10 MM	\$ 1MM a \$10 MM	Cobertura regional	Notificacion de areas de evacuacion seleccionadas	Restriccion parcial permanente de uso o acceso, o restriccion total > 10 años de duracion, reduccion temporal en la calidad de vida > 10 años, dano a recursos naturales o culturales requiriendo mitigaciones mayores	Serio dano o migracion (>50% ) de especies, habitat o ecosistema.	\$ 1MM a \$10 MM
3	Uno o mas dias laborables perdidos Efectos significativos reflejados en la salud	\$100M a \$1 MM	\$100M a \$1 MM	\$100M a \$1 MM	covertura regional	Refugiarse en el lugar de notificacion	Restriccion temporal <10 años de duracion con reduccion en la calidad de vida, dano a recursos naturales con moderados esfuerzos para mitigacion de danos.	Temporal, pero reversible perdida de especies, habitat o ecosistema. Requiere moderado esfuerzo de mitigacion de danos	\$100M a \$1 MM

2	Tratamiento medico Tolerables efectos de salud	\$10M a \$100 M	\$10M a \$100 M	\$10M a \$100 M	covertura local	local / via telefonica, notificacion escrita	breve restriccion < 5 años en duracion con reduccion menor en la calidad de vida, dano al ambiente o recursos naturales que pueden ser renovados con minima mitigacion de daños	Breve, pero reversible perdida de especies, habitat o ecosistema, que en corto plazo puede ser remediado	\$10M a \$100 M
1	Minimo tratamiento medico Menores efectos en la salud Primeros auxilios	\$0 a \$10M	\$0 a \$10M	\$0 a \$10M	No necesita notificación externa	No necesita comunicación publica	Restriccion accesos sin perdida de recursos, Temporal pero completamente reversible efecto en la calidad de vida	Algunas perdidas menores de especies, habitat o ecosistema que son reversibles y remediadas inmediatamente	\$0 a \$10M

**Tabla 2. Severidad**



PROBABILIDAD	FRECUENCIA	DESCRIPCION	L
5	Frecuente	Probable que ocurra varias veces al año	1
4	Probable	Se espera que ocurra por lo menos una vez cada 10 años	0.1
3	Raro	Ocurrencia considerada rara	0.01
2	Remoto	No se espera o no se anticipa que ocurra	0.0001
1	Improbable	Virtualmente improbable y poco realista	0.000001

**Tabla 3. Probabilidad**

### 6.3 CATEGORIZACION

Uno de los resultados del estudio HAZOP es una lista ("Acciones Correctivas Registro ") de todos los posibles eventos que pueden resultar en un riesgo elevado para la seguridad de personal o equipo, o que diera lugar a la operación ineficiente de la Unidad si el evento no se controla. Asumiendo la validez de los eventos incluidos en esta lista, las entradas se pueden clasificar de la siguiente manera:

#### 6.3.1 CATEGORIA A.

Categoría A incluyen los eventos para los cuales hay una solución inmediata disponible en la fase de Diseño Básico del Proyecto. Tales soluciones son modificaciones definitiva, probada en el diseño que eliminar (o reducir al un grado aceptable de riesgo) los posibles eventos identificados durante la Estudio HAZOP. Las soluciones básicas de diseño debe estar basado en la tecnología o técnicas de diseño que han sido previamente demostrado ser eficaz.

#### 6.3.2 CATEGORIA B.

Categoría B son eventos para los que la solución adecuada debe esperar la fase de diseño detallado del proyecto para el desarrollo e implementación. Ejemplos típicos de estos eventos son los que requieren específicas información sobre los detalles del diseño del equipo o la operación, y que no están disponibles hasta después de que el equipo ha sido diseñado en realidad (es decir, hasta después de la fabricante de

equipo ha sido seleccionado y puesto bajo contrato). Categoría B también incluye eventos que pueden ser mitigados a través de una buena prácticas y procedimientos operacionales. Estos eventos se dirigirá en el momento en que los manuales de operaciones se preparan, y será incluido en los cursos de formación estándar de los operadores.

El ingeniero de procesos de la unidad, trabajando en cooperación con el Gerente del Proyecto HSE, deberá elaborar una categorización preliminar de los eventos posibles, determinados durante el HAZOP, asignando a cada categoría de un nivel A o B. Después de revisar y acordar la clasificación de todos los eventos, sólo los Categoría A se abordará a partir de ese punto. Todos los eventos de categoría B se comunicará al Ing en la fase de ingeniería de detalle o el grupo de operaciones para futura resolución.

#### **6.4 DESARROLLO DE POSIBLES SOLUCIONES**

Con base en el esfuerzo de clasificación que se ha descrito anteriormente, el HSE Manager y el Ingeniero de Proceso de Unidad coordinará la definición potenciales resoluciones de todos los eventos de la categoría A.

Cada solución potencial debe ser examinada para asegurarse de que representa el equilibrio óptimo entre eficacia y costo. Eficaz pero muy costoso puede ser retenido en la lista de todas las resoluciones posibles, pero se deberá identificados como económicamente indeseables. Las soluciones deben ser econimicamente viables y permitir que cada nodo tenga niveles razonables de riesgo.

#### **6.5 REVISION Y APROBACION DE RESOLUCIONES**

Después de que el equipo de diseño ha desarrollado un conjunto de posibles soluciones (incluyendo cualquiera que sea la evaluación económica), la Unidad de Ingenieria de

Procesos presentará la lista completa al Gerente de HSE para su revisión y aprobación. La intención de este paso es permitir que el HSE Manager señale su aceptación de las acciones propuestas, o para seleccionar de entre varias acciones.

## **6.6 IMPLEMENTACION DE RESOLUCIONES**

Tras la recepción del Registro de Acciones Correctivas, el Ingeniero de Procesos de Unidad pone en práctica los acuerdos adoptados mediante la revisión del proceso o equipo de diseño. Normalmente, esto se hará en forma de revisión de los P & IDs, o las especificaciones del equipo. Las revisiones de documentos de los proyectos existentes para aplicar Resoluciones HAZOP y comentarios será identificado en los mark-up de los documentos y se identificarán como los cambios de resolución de HAZOP. Los registros finales, aprobando acciones correctivas se transmitirán a la Gerencia del proyecto para su inclusión en el informe final de HAZOP.

## **6.7 MIEMBROS DEL EQUIPO HAZOP Y RESPONSABILIDADES**

### **6.7.1 LIDER DE EQUIPO HAZOP:**

Responsabilidades:

- Define el alcance del análisis
- Selecciona los miembros del equipo del HAZOP
- Planea y prepara el análisis
- Preside las reuniones de HAZOP
  - Inicia el análisis usando los parámetros de proceso y las palabras guía
  - Hace seguimiento del análisis HAZOP, revisando su progreso acorde con la agenda
  - Se asegura que el análisis sea completado al 100%

El leader del equipo de HAZOP es independiente, no tiene responsabilidades sobre el proceso o el desarrollo de las operaciones.

En este caso se trabajo con un moderador y un líder de equipo que compartieron funciones.

### **6.7.2 SECRETARIO(A) HAZOP:**

Responsabilidades:

Prepara las hojas de trabajo para el análisis HAZOP

Registra las discusiones de las reuniones de HAZOP

Prepara el informe final del análisis.

En nuestro caso la empresa contratada para realizar el HAZOP, realiza el informe final.

### **6.7.3 EQUIPO TECNICO DEL HAZOP:**

El equipo que asistió al análisis HAZOP, estuvo conformado por:

- Moderador, proporcionado por la empresa contratada para el análisis
- Líder de equipo, Ingeniero Ambiental encargado del área de HSE
- Ingeniero en Procesos, el cual conoce el funcionamiento de la unidad y de cada uno de los nodos
- Ingeniero Instrumentacion y Control, el cual se encarga de revisar los P&IDs y las salvaguardas existentes en cada nodo
- Ingeniero Eléctrico, el cual dio soporte en la parte eléctrica del proceso
- Representante del proveedor de la licencia para desarrollo de la unidad, el cual es un experto en el funcionamiento del sistema.

## **7. ESTUDIO HAZOP UNIDAD REGENERADORA DE AMINAS**

La unidad de Regeneración de Aminas, procesa la amina rica (ácida) que llega de las unidades de refinación para alcanzar las especificaciones requeridas de (H<sub>2</sub>S), requeridas para convertirse en amina pobre (dulce). El gas ácido resultante es enviado a la unidad de recuperación de azufre (SRU). La amina usada en este proceso es Metil Di Ethanolamina.

Existen 2 trenes en la unidad ARU:

Tren 1: Regeneración de Amina y el sistema de circulación que recibe amina rica y retorna como amina pobre a la unidad de cracking.

Tren 2: Regeneración de Aminas y sistema de circulación que recibe amina rica y retorna amina pobre a las unidades de cracking y CDU/ VDU.

La capacidad de cada tren es de 533 t/h y 388 t/h respectivamente.

El desarrollo de este estudio se encuentra en las hojas de trabajo ubicadas en el Anexo I.

## 8. RESULTADOS Y RECOMENDACIONES

### UNIDAD 620. : Unidad de Regeneracion de Aminas Tren 1

Recomendaciones	Categoria	Responsable	Lugar usado	Nivel de Riesgo		Observaciones
				Con Salvaguards	Residual	
1. Remover UV-1001/1127 y motorizar una de las valvulas manules en el limite de baterías para proveer aislamiento a la unidad	A		Consecuencias: 1.1.1.1, 1.1.1.2	III - 16		UV-1001 ha sido removida del sistema de apagado de emergencia. UV-1127 Se mantiene como parte del sistema de emergencias. Solo una IS: push button pra el sistema de emergencia (tren 1 & 2) controlado por el operador.
2. Anadir FALL 1006 A/B/C al correspondiente trip de la bomba P- 101A/B/C en el grafico 620-PR-030-1002	A		Consecuencias: 1.1.7.1	II - 6	I - 4	Despues de considerer el parking lot item # 11, la proteccion de la bomba fue cambiada a un sensor de presion provisto por el trsmisor localizado en la descarga de cada bomba. Switches ubicados en el DCS, tripean su respective bomba PAHH-1006A/B/C o PALL-1006A/B/C. Riesgo residual queda en un nivel aceptable.
3. Considere anadir LSHH en LI 1001 en V-101 dispuesto para descargar el exceso de liquidos en el sistema (ED)	A		Consecuencias: 1.1.11.2, 1.2.5.3, 4.2.1.2	II - 6	II - 6	SistemaED no puede manejar el exceso de liquidos desde el header de retorno de aminas Por esta razon vaciado hacia ED no es implementado en su lugar una línea fue añadida para evitar sobre flujo en V-101, y descargar aminas en los tanques tanks TK-101/102 a traves de UV-1002 for en el tren 1 y a través de UV-2002 en el tren 2. Este bypass de recuperacion no es automatico pero tiene control de un operador. El riesgo residual es aceptable.
4. Revisar la necesidad de una capa adicional de proteccion (bypass automatico) en PV-1002	A		Consecuencias: 1.1.2.2	II - 8	I - 4	Una valvula de alivo fue instalada aguas arriba para proteger el header de amina rica. Descarga aguas abajo de PV-1002. Riesgo residual en nivel aceptable.

5. Considere añadir capa de protección adicional para proteger bomba P-102A/C por bloqueo u obstrucción de descarga.	A		Consecuencias: 2.1.8.4	II - 6	I - 2	PAH-1026A/B/C, PAL-1026A/B/C alarma de presión y PAHH-1026A/B/C, PALL-1026A/B/C trips de presión, fueron instalados a la salida de la bomba para protección contra bloqueo de succión o blocked suction or discharge. Riesgo residual aceptable.
6. Considere proveer un LSHH con independiente al tambor de reflujo V-102	A		Consecuencias: 2.1.8.3	II - 6	I - 4	Añadir un transmisor de nivel LI-1065, con alarmas de nivel H y L y acción de operador. Riesgo residual aceptable.
7. Considere añadir un transmisor independiente en el tambor de reflujo V-102 con un LSSL configurado para parar la bomba de reflujo P-102A/C si existiera bajo nivel en el tanque de reflujo	A		Consecuencias: 2.2.4.2	II - 8	I - 4	Transmisor de nivel añadido y LI-1065, con alarmas de nivel H and L y acción del operador. También, PAH-1026A/B/C, PAL-1026A/B/C alarmas de presión y PAHH-1026A/B/C, PALL-1026A/B/C trips de presión fueron instalados a la salida de la bomba para protección contra bloqueo de succión o blocked suction or discharge. Riesgo residual aceptable..
8. Verificar que el suministro de energía para los ventiladores asociados con EA-101 sea provisto de 2 fuentes independientes	A		Consecuencias: 2.6.2.1	II - 8	II - 6	Suministro de energía proviene de 2 fuentes independientes. Riesgo residual aceptable.
9. Considere añadir una protección adicional por bloqueo en la descarga de la bomba P-103A/B/C	A		Consecuencias: 3.1.5.1, 3.1.6.1, 3.1.7.1, 3.1.8.1, 3.1.9.1, 3.1.10.1, 3.1.11.1	II - 6	I - 2	PAH-1024A/B/C, PAL-1024A/B/C alarmas de presión y PAHH-1024A/B/C, PALL-1024A/B/C trips de presión, fueron instalados a la salida de la bomba para protección contra bloqueo de succión o descarga. Riesgo residual aceptable
10. añadir adicional LT y LSSL configurado para tripear las bombas de regeneración de aminas P-103A/B/C	A		Consecuencias: 3.2.2.1	II - 6	I - 4	Independiente LT y LALL (switches) pueden ser añadidos en T-101 para parar las bombas cuando el nivel en la torre alcance el mínimo pero esta solución no es implementada por ser redundante con el transmisor de presión localizado en la descarga de la Bomba y con los switches en DCS. PAH-1024A/B/C, PAL-1024A/B/C alarmas de presión y PAHH-1024A/B/C, PALL-1024A/B/C trips de presión, fueron instalados a la salida de la bomba.. Riesgo residual aceptable.

11. Anadir FALL 1126 A/B/C para disparar la correspondiente bomba P- 104/B/C	A		Consecuencias: 4.1.4.1	II - 6	I - 4	PAH-1126A/B/C, PAL-1126A/B/C alarmas de presion y PAHH-1126A/B/C, PALL-1126A/B/C trips de presión, fueron instalados a la salida de la bomba.. Riesgo residual aceptable.
12. Considere anadir FI aguas abajo de P-001 A y B. La preocupacion es dano de bomba a pesar del auto arranque	A		Consecuencias: 6.1.1.1, 6.1.2.1, 6.1.4.1	II - 8	I - 4	PAH-0212A/B/C, PAL-0212A/B/C alarma de presion y PAHH-0212A/B/C, PALL-0212A/B/C trips de presion, fueron instalados a la salida de la bomba para proteccion contra bloqueo de succion o descarga. Riesgo residual aceptable.
<b><u>Parking Lot</u></b>						
1. Evaluar la necesidad de una salvaguarda adicional para protección contra mal funcionamiento cerrado de PV-1002	A					Una valvula de alivio fue instalada aguas arriba para proteger el header de sobrepresion. La valvula descargara 620-V-101
2. Asegurarse que PV 1004B y PV 2004B esten disenadas para manejar la suma del Flujo de gas de ambos trenes	A					Las valvulas fueron disenadas y revisadas de acuerdo al proceso y por el area de instrumentacion. Esta nota fue anadida en los P&IDs.
3. Verificar que existe un tambor KO en SRU incinerador (paquete de vendedor 610-X-601)	A					SRU tiene un tambor knockout (610-V-101, P&ID 610-PR-030-101) para el gas que viene desde el tambor Rich Amine Flash
4. Considere fallo de PV-1002	A					PV-1002 permanecera abierta en su defecto para evitar interrumpir el funcionamiento.
5. Considere reubicar el nozzle de entrada del tanque de anina dulce TK-101/102 por encima del nivel de liquid con un sifon para evitar liberacion de contenido en el caso de ruptura o liqueo de tuberia	A					Nozzle a sido reubicado sobre la altura del nivel maximo, el breaker sifon tambien fue provisto.
6. Considere usar linea con minimo Flujo de recirculacion en caso de exceso de lujo en los header de distribucion principal	A					Valvulas en la linea de minima recirluacion tienen auto cerrado para evitar bloqueo



7. Considere común sobreflujo entre los tanques TK-101 y TK-102 priorizando la transferencia de un tanque hacia otro	A					Desbordamiento con sello de agua para cada tanque a sido previsto para su proteccion y una linea de balance a sido instalada entre los 2 tanquews. (UV-1113 para tren 1, UV-2113 para tren 2)
8. Considere FI comun en descarga de bombas P-105 A/B	A					Medidor de Flujo comun se a instalado.
9. Revisar la filosofia de diseno para el sistema de alivio de las chimenea para considerar ESDs en HHLL en el tambor KO	A					-Generador de emergenia a sido instalado en SWS unidad fenolic y no fenolic para prevenir grandes montos de agua aguir en el tambo KO -Las bombas Acid Flare KO P-001A/B están configuradas para auto arrancar

### UNIDAD 620. : Unidad de Regeneracion de Aminas Tren 2

Recomendaciones	Categoria	Responsable	Lugar usado	Nivel de Riesgo		Observaciones
				Con Salvaguar	Residual	
1. El equipo de diseño debe encontrar dos medidas adicionales para reducir el riesgo a un nivel aceptable.	A		Consecuencias: 1.1.1.2, 1.1.2.2	III - 15		Limite de baterias de las valvulas de bloqueo son auto cerradas y el operador no puede cerrar inadvertidamente esta valvula. En adelante PSV-2010 protegera el header.
2. Considere si el diseno de PSV 1110A esta adecuadamente dimensionado para soportar full Flujo desde DHT	A		Consecuencias: 1.10.2.1	III - 15		PSV-1110A a sido especificado considerando el sobre Flujo que venga del tren 1 durante una contingencia en DHT.
3. El equipo de diseno debe asegurar las adecuadas salvaguardas aplicadas para reducir el riesgo a un nivel aceptable (ejemplo: anadir un PI en la torre)	A		Consecuencias: 2.2.3.1, 2.2.3.2	II - 8	I - 4	PI-1043 alarma de baja presion fue anadido en la cabeza de la torre. El riesgo residual es aceptable.
4. Asegure que una alarma de baja presion sea anadidoEnsure en PI-0226	A		Consecuencias: 2.7.1.1	II - 5	I - 4	PI-0226 alarma de baja presion a sido anadiad en el cabezal de vapor B/L. El riesgo residual es aceptable
5. Asegurese de que los procedimientos de analisis en las tuberias incluye los contaminantes de agua de refrigeración si el vendedor siente que hay efectos a largo plazo	A		Consecuencias: 2.8.5.1	I - 4		No hay preocupación con los productos químicos e incluso la dureza de (Ca/Mg) se encuentra en baja concentración.
6. El equipo de diseño debe asegurar las adecuadas salvaguardas aplicadas para reducir el riesgo a un nivel aceptable (ejemplo: Activando automáticamente el bypass)	B		Consecuencias: 1.1.9.8, 3.1.6.4	III - 12	II - 8	Note: No fue dado crédito a la salvaguarda 3 Por esta razón riesgo residual se reduce a o II-8, no hay una capa adicional de protección identificada.
8. El equipo de diseño debe asegurar las adecuadas salvaguardas aplicadas para reducir el riesgo a un nivel aceptable	A		Consecuencias: 4.1.5.2	II - 8	I - 4	Salvaguarda 3 Doble sello mecanico con enfriamiento es instalado en la bomba. Por esta razon el riesgo residual se reduce a II-4, el riesgo residual esta en un nivel aceptable.

9. anadir ventilacion con una valvula termica para evitar el bloque del tubo de vapor en E-202 A/B	B		Consecuencias: 4.1.17.1	I - 4	I - 4	Una linea de venteo manual fue instalada en un punto alto en la tuberia cerca a la entrada del intercambiador
10. El equipo de diseño debe encontrar 2 salvaguardas adicionales para bajar el nivel de riesgo a aceptable.	A		Consecuencias: 1.10.3.1	III - 15	II - 5	Aunque HCU pertenece al tren 1 fue analizado con el tren 2 y las salvaguardas 1, 2 and 3 deben ser corregidas a los tag 1000. PSV-1010 is designed to handle the HCU case. Por esta razón el riesgo residual es II- 5. el riesgo residual esta en un nivel aceptable.
<b>Parking Lot</b>						
1. Anadir FAL 2001A to PID 2001	A					Esto fue implementado.
2. Removido de bajo LIC 2002 en PID 2001	A					No fue implementado por que es una protección extra en las bombas.
3. Considerar una válvula manual o acción manual en lugar de UV 2002 on PID 2001	A					Accion manual del operador a sido considerada en el sistema SIS para abrir UV- 2002.
4. Anadir TI 2032 alarma baja en PID 2002	A					Esto fue implementado
5. Anadir transmisor de presion 2062A/B/C en PID 2005 en bombas P-202A/B/C	A					Esto fue implementado para proteccion de bombas.
6. Anadir TI 2052 alta alarma en PID 2004	A					Esto fue implementado
7. LI 2065 alta y baja alarma a ser anadida en PID 2005	A					Esto fue implementado.
8. Anadir TAH 2041 alta alarma alerta operador a reducir capacidad en PID 2003	A					Esto fue implementado.
9. Anadir TI-2055 alarma alta temperatura alerta operador en PID 2004	A					Esto fue implementado.
10. Anadir LI-2044 alta alarma de alerta para operador PID 2003	A					Esto fue implementado.

**Tabla 4. Resultados y Recomendaciones**

## 9. CONCLUSIONES:

En conclusiones, son varios los escenarios de riesgo en los procesos petroquímicos generados por desviaciones de las variables.

Dependiendo de la desviación peligrosa de la variable de proceso se pueden producir distintos grados de consecuencias. En algunos casos se producirán solo daños mecánicos y en otros se producirá la pérdida de contención de las sustancias peligrosas que manejan dando lugar a posibles incendios de charco (Pool Fire), explosiones o nubes tóxicas.

En el estudio se han analizado las causas que generan una desviación peligrosa de las variables de proceso así como las consecuencias que estas tienen en distintos equipos mecánicos.

En general los daños que se producen en cada tipo de máquina son independientes de la sustancia que procesan o contienen siendo diferentes las consecuencias sobre las personas y el medio ambiente, dependiendo de la composición de estas siempre que el daño mecánico desencadene la pérdida de contención de la sustancia.

En compresores las causas de fallo pueden ser:

- Arrastre de líquidos al compresor.
- Elevada temperatura del proceso (provocada en muchas ocasiones por un aumento de presión).
- La baja presión en la succión que impediría alcanzar la presión de descarga dando lugar a un excesivo calentamiento y daño

Por estas razones los compresores cuentan con salvaguardas de protección instrumentadas ante variaciones de variables fuera de los límites normales de operación.

En cuanto a bombas podemos decir que las causas que pueden provocar su mal funcionamiento y consiguiente daño son únicamente un bajo nivel en el depósito de aspiración (cavitación) y un bajo caudal de trabajo, por lo que los sistemas instrumentados se diseñan para proteger ambos escenarios.

Una fuga en bombas que manejan hidrocarburos (Diesel, gasolina, etc.) puede provocar heridas graves e incluso la muerte del operador. En todos los casos el factor de protección de personas es determinante, siendo el nivel de SIL 1 el requerido para las funciones de protección.

En las bombas de alta presión que manejan Amina y Agua de lavado o Corte, el daño a los operarios es menos probable y más limitado. Por lo que el nivel de SIL vendrá determinado exclusivamente por la protección de los activos (daños mecánicos a la bomba y pérdidas de producción).

Los beneficios de la identificación de los riesgos y problemas de operatividad a principios del diseño son evidentes. Con un buen equipo y la preparación adecuada, HAZOP es una técnica eficaz y excelente costo.

## 10. GLOSARIO

HAZOP.	Hazard and Operatibility Study, Analisis de riesgos operativos
ARU.	Unidad de Regeneración de aminas
P&ID.	Piping and instrumentation diagram
MEA.	Monoetanolamina
DEA.	Dietanolamina
TEA.	Trietanolamina
DGA.	Diglicolamina
DIPA.	Diisopropano-lamina
MDEA.	Metildietanolamina
H <sub>2</sub> S.	Acido Sulhídrico
CO <sub>2</sub> .	Dióxido de Carbono
CDU/VDU.	Unidad de Crudo y destilación al Vacío
NHT.	Naphtha Hydrotreater / Hidrotratamiento de Nafta
DHT.	Diesel Hydrotreater Hidrotratamiento de Diesel
HCU.	Hydrocracker unit
VHT.	Hydrotreater VGO/ Hidrotratamiento VGO
DCU.	Delay Cocker Unit /
SGP.	Saturated Gas Plant
ISO.	C4 Isomerization Unit
HPU.	Hydrogen Production Unit
NCR.	Naphtha Catalytic Reformer
FCC.	Fluidized Catalytic Unit
LEU.	Unsaturated LPG treating Unit

CNH.	FCC Naphtha Hydrotreater
ALK.	Alkylation Unit
SRU.	Sulfur Recovery Unit
ICI.	Imperia Chemical Industries
UV	On-Off Valve
FAL	Flow Alarm Low
LAH	Level Alarm High
TAH	Temperature Alarm High
PAL	Pressure Alarm Low
LSHH	Level Switch High High
LSLL	Level Switch Low Low
LALL	Level Alarm Low Low
FIC	Fow Indicator Controller
PHA	Pressure Alarm High (Debe ser PAH las siglas)
PDAH	Pressure Differential Alarm High
PSV	Pressure Safety Valve
LI	Level Indicator
P	Pressure
FV	Full Vaccum en Process/ Flow Valve →en I&C
TV	Temperature Valve
E	Voltage en I&C o Sensor en algunos casos
EA	Heat Exchanger: Air Cooler
T	Temperature
TI	Temperature Indicator

OSBL	OutSide Battery Limit
BPCS	Basic Process Control System
BPCS-t:	Basic process control system trip



## 11. BIBLIOGRAFIA

1. A. Iannacchione, F. Varley, T. Brady, The Application of major Hazard Risk Assessment to Eliminate Multiple Fatality Occurrences in The Industry, 2008
2. American Institute of Chemical Engineers, Guidelines for Hazard Evaluation Procedures – 2005
3. Center for Chemical Process Safety, 1992, Guidelines for Hazard Evaluation Procedures, 2nd Edition
4. Hendershot, D C, et al, (Rohm and Haas), December 2-3, 1998, Putting the “OP” Back in “HAZOP”, Prepared for Presentation at the MAINTECH South ‘98 Conference and Exhibition, Houston, Texas
5. IChemE, 2008, HAZOP – Guide to best practice for the process and chemical industries. 2nd Edition
6. IEC 61882:2001 Hazard and operability studies (HAZOP studies). Application guide
7. IEEE Transactions on Industrial Applications, May/June 1982, “The Other Electrical Hazard: Electrical Arc Blast Burns”, by Ralph H. Lee
8. International Journal of Occupational Safety and Ergonomics (JOSE), Volume 17 2011
9. HAZOP and HAZAN – Identifying and assessing process industry hazards, IChemE, 4th Ed.
10. Kletz, T, 2000, By Accident...a life preventing them in industry. PPV Publications
11. Linh T.T. Dinh, Hans Pasman, Xiaodan Gao, M. Sam Mannan, Journal of Loss Prevention in the Process Industries, Elsevier, volume 24, 2011
12. Lees, Frank P. Loss Prevention in the Process Industries – 1990
13. Niosh Pocket Guide to Chemical Hazards, Third Edition - 2007

14. Nolan, D P, 2008, Safety and Security Review for the Process Industries, 2nd Edition
15. NTP 238: Los análisis de peligros y de operabilidad en instalaciones de proceso
16. O.I.T. Major Hazard control - 1988 Método AFO
17. Redmill, F, Chudleigh, M and Catmur, J, April 1999, System Safety: HAZOP and Software HAZOP, Wiley
18. Zakzeski, J, Improving engineering research laboratory safety by addressing the human aspects of research management, Journal of Loss Prevention in the Process Industries, volume 16, 2009

## **12. ANEXOS**

## **ANEXO I**

### **HOJAS DE TRABAJO DE HAZOP**

**Nodo:** 1. Amina rica flash de tambor 620-V-101, además de líquido toma de líquido rico en amina a través de bombas de amina rica 620-P-101A / C y el lado de los tubos de Lean / Rich Intercambiadores 620-E-101A / D a la entrada de la regeneración de amina torre 620-T-101.

**Desviacion:** 1. No / poco flujo

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Risk without Exist Safeguards			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP / A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. UV 1001 falla cerrado	RDP-IB-620-PR-030-1001	1.1.1.1. pérdida de amina pobre a los usuarios, incrementar el potencial de SO2 en el sistema de gas combustible, cierre de unidades de procesamiento	ENV	2	4	II - 8	1. FAL 1001B (inadecuado tiempo de reacción)	BPCS	2	4	II - 8	1. Remover UV-1001/1127 y motorizar una de las valvulas manuales en el limite de baterias para proveer aislamiento a la unidad.	AM	1. No hay justificacion suficiente para la clasificacion de esta valvula como parte del sistema de seguridad. Remover UV-1001 reducira la probabilidad a 3.	No
		1.1.1.2. 1.1.1.2. pérdida de amina pobre a los usuarios, incrementar el potencial de SO2 en el sistema de gas combustible, cierre de unidades de procesamiento	BI	4	4	III - 16	1. FAL 1001B (inadecuado tiempo de reacción)	BPCS	4	4	III - 16	1. Remover UV-1001/1127 y motorizar una de las valvulas manuales en el limite de baterias para proveer aislamiento a la unidad.	AM	1. No hay justificacion suficiente para la clasificacion de esta valvula como parte del sistema de seguridad. Remover UV-1001 reducira la probabilidad a 3..	No
2. PV 1002 malfuncionamiento de cierre	RDP-IB-620-PR-030-1001	1.1.2.1. perdida de amina pobre a los usuarios; potencial incremento de SO2 en el sistema de fuel gas; cierre de las unidades de procesos	ENV	2	3	II - 6	1. FAL 1001B (permite abrir bypass manual)	BPCS	2	2	I - 4				No
		1.1.2.2. perdida de amina pobre a los usuarios; potencial incremento de SO2 en el sistema de fuel gas; cierre de las unidades de procesos	BI	4	3	III - 12	1. FAL 1001B (permite abrir bypass manual)	BPCS	4	2	II - 8	4. Revisar la necesidad de una capa adicional de proteccion (ej: bypass automatico) para proteger PV 1002 cuando cierre en la entrada de la línea hacia amine flash drum V-101			No
		1.1.2.3. perdida de nivel en flash drum V-101 causando potencial perdida de flujo hacia las bombas de amina rica P 101A o B	ASSET	2	4	II - 8	1. LAL 1002 permite al operador apagar las bombas	BPCS	2	3	II - 6				No
3. LV 1003 falla cerrado	RDP-IB-620-PR-030-1001	1.1.3.1. Contaminacion residual de amina rica hacia el sistema de regeneracion (formacion de espuma y contaminacion)	BI	1	4	I - 4								No	
		1.1.3.2. Contaminacion residual de amina rica hacia el sistema de regeneracion (formacion de espuma y contaminacion)	ENV	1	4	I - 4									No
4. Valvula manual en el lado de succion de la bomba de amina rica P-101A or B cerrado por error	RDP-IB-620-PR-030-1002	1.1.4.1. Cavitación y daño de la bomba	ASSET	2	4	II - 8	1. FAL 1006 A or B alerta operador	BPCS	2	3	II - 6				No

5. Filtro se tapona en el lado de succión de bomba de amina rica P-101A o B	RDP-IB-620-PR-030-1002	1.1.5.1. Cavitación y daño de la bomba	ASSET	2	4	II - 8	1. FAL 1006 A or B alerta operador	BPCS	2	3	II - 6				No
6. Bomba de amina rica P-101 A or B para	RDP-IB-620-PR-030-1002	1.1.6.1. No existe serias consecuencias (bomba de repuesto se activa)													No
7. Válvula manual en el lado de la descarga de la bomba de amina rica P-101A o B se cierra por error	RDP-IB-620-PR-030-1002	1.1.7.1. causa daño en la cabeza de la bomba	ASSET	2	4	II - 8	1. FALL 1006 A/B/C trips correspondientes de la bomba	BPCS-T	2	3	II - 6	2. anadir FALL 1006 A/B/C al correspondiente trip de la bomba de amina rica P- 101A/B/C	(BC)		No

**Nodo:** 1. Amina rica flash de tambor 620-V-101, además de líquido toma de líquido rico en amina a través de bombas de amina rica 620-P-101A / C y el lado de los tubos de Lean / Rich Intercambiadores 620-E-101A / D a la entrada de la regeneración de amina torre 620-T-101.

**Desviación:** 1. No / poco flujo

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Risk without Exist Safeguards			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
8. Taponamiento de tubería en el intercambiador de amina rica E-101A/D	RDP-IB-620-PR-030-1001	1.1.8.1. Alta presión cae sin consecuencias													No
		1.1.8.2. pérdida de rendimiento en la torre, sin serias consecuencias													No
9. FV 1006 malfuncionamiento cerrado cuando lo requerido es abierto	RDP-IB-620-PR-030-1001	1.1.9.1. Potencial daño a las bombas de amina rica P-101 A/B/C	ASSET	2	3	II - 6	1. FALL 1006 A/B/C trips correspondientes a la bomba	BPCS-T	2	2	I - 4				No
10. TV 1031 falla cerrado cuando se requiere abierto	RDP-IB-620-PR-030-1002	1.1.10.1. Sin serias consecuencias													No
11. FV 1002A malfuncionamiento de cierre	RDP-IB-620-PR-030-1003	1.1.11.1. Alto nivel en rich amine flash drum V-101 con potencial arrastre hacia SRU y exceso de quema de SO2	ENV	2	3	II - 6	1. LAH 1001	BPCS	2	2	I - 4				No
		1.1.11.2. Alto nivel en rich amine flash drum V-101 con potencial arrastre hacia SRU y exceso de quema de SO2	PUBNOTE	3	3	II - 9	1. LAH 1001	BPCS	3	2	II - 6	3. Considerar añadir LSHH en LI 1001 en V-101 dispuesto para descargar el exceso de líquidos al drenaje	BC		No
		1.1.11.3. Alto nivel en rich amine flash drum V-101 con potencial arrastre hacia SRU y exceso de quema de SO2 ; autoridades locales	PUBIMG	2	3	II - 6	1. LAH 1001	BPCS	2	2	I - 4				No
12. Scrubber packing en V-101 tapones	RDP-IB-620-PR-030-1001	1.1.12.1. Incrementa presión en V-101; no serias consecuencias													No
		1.1.12.2. cavitación y daño de bomba; no serias consecuencias													No
		1.1.12.3. Potencial perturbación en la torre T-101; sin serias consecuencias													No
13. De-mister in V-101 plugs	RDP-IB-620-PR-030-1001	1.1.13.1. Incremento en presión en V-101: sin serias consecuencias													No
		1.1.13.2. cavitación y daño de bomba; no serias consecuencias													No
		1.1.13.3. Potencial perturbación en la torre T-101; sin serias consecuencias													No
14. PV 1004A falla cerrado	RDP-IB-620-PR-030-1001	1.1.14.1. Potencial sobre presión/ruptura del flash drum V-101. Potencial daños y pérdidas humanas	H&S	5	4	IV - 20	1. PAH 1003 permite al operador abrir el bypass	BPCS	5	1	II - 5				Yes
							2. PV1004B se abra enviando gases al flare a menos que la falla sea en PT/PIC-1004	BPCS							
							3. PSV-1110	MEC							

		1.1.14.2. Posibilidad de sobrepresion/ruptura de flash drum V-101. Posibilidad liberacion de contenidos a la atmosfera	ENV	2	4	II - 8	1. PV1004B se abra enviando gases al flare a menos que la falla sea en PT/PIC-1004	BPCS	2	1	I - 2				No
--	--	--	-----	---	---	--------	--	------	---	---	-------	--	--	--	----





	1.2.4.2. Posibilidad de incremento de corrosión	ASSET	2	4	II - 8	1. analizador de H2S	BPCS	2	2	I - 4			No
--	---	-------	---	---	--------	----------------------	------	---	---	-------	--	--	----









**Nodo:** 2.Torre de Regeneración de aminas 620-T-101 mas Caldera Regeneradora de aminas 620-E-102A/B y lineas aereas a travez del condensador de aire del regenerador de aminas 620-EA-101, Enfriador aéreo del regenerador de Amina 620-E-103, Tambor de Reflujo de Regenerador de aminas 620-V-102 y retorno a través de las bombas de reflujo 620-P-102A/C. También incluye línea aérea de tambor de reflujo del regenerador de aminas hacia SRU. Drawing Number:

**Deviation:** 1. No / bajo flujo

Causas	Ubicacion	Consecuencias		Risk sin Exist. Safeguards			Exist. Salvaguardas	Cat.	Risk con Exist. Safeguards			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. Atascamiento en la tubería en el condensador de aire del Regenerador de amina EA-101	RDP-IB-620-PR-030-1004	2.1.1.1. Alta Presión cae; no serias consecuencias		No											
		2.1.1.2. Incrementa vapor hacia SRU afectando el proceso Claus					REG Other	2 22	3 2	II - 6 I - 4					No
2. Valvula manual en el lado de succion de bomba de regenerador 3. P-102A /C cierra por error	RDP-IB-620-PR-030-1005	2.1.2.1. Cavitación y daño de bomba	ASSET	2	4	II - 8	1. LAH 1063 alerta operador	BPCS	2	3	II - 6				No
		2.1.2.2. Alto nivel en el tambor de reflujo de amina V-102, arrastre de liquido hacia SRU KO	REG	2	4	II - 8	1. LAH 1063 alerta operador	BPCS	2	3	II - 6				No
3. Bomba 102A/C para	RDP-IB-620-PR-030-1005	2.1.3.1. Sin serias consecuencias, existe bomba de repuesto													No
		2.1.3.2. alto nivel en tambor de reflujo de amina V-102, arrastre de liquido hacia SRU KO Drum; posibilidad de liberación de SOx a la unidad Claus	REG	2	4	II - 8	1. LAH 1063 alerta operador	BPCS	2	3	II - 6				No
						II - 8				II - 6					





		2.1.8.3. Alto nivel en el tambor de reflujo de regeneracion de amina V-102, posibilidad de arrastre de aguas agrias hacia el tambor SRU KO ; posibilidad de fuga de SOx en la unidad Claus.	REG	2	3	II - 6			2	3	II - 6	6. Considerar proporcionar un LSHH con independiente LT hacia el tambor V-102	AM		No
--	--	---	-----	---	---	--------	--	--	---	---	--------	---	----	--	----



**Nodo:** 2. Torre de Regeneración de aminas 620-T-101 mas Caldera Regeneradora de aminas 620-E-102A/B y lineas aereas a travez del condensador de aire del regenerador de aminas 620-EA-101, Enfriador aéreo del regenerador de Amina 620-E-103, Tambor de Reflujo de Regenerador de aminas 620-V-102 y retorno a través de las bombas de reflujo 620-P-102A/C. También incluye línea aérea de tambor de reflujo del regenerador de aminas hacia SRU.

**Deviation:** 4. Alta presion

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Risk sin Exist. Safeguards			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. Atascamiento de tubería en el condensador de aires del Regenerador de aminas EA-101	RDP-IB-620-PR-030-1004	2.4.1.1. Referirse a no flujo													No
2. PV-1045A falla cerrado	RDP-IB-620-PR-030-1005	2.4.2.1. Referirse a no flujo													No
3. PV-1045B mal funcionamiento de cierre	RDP-IB-620-PR-030-1005	2.4.3.1. Referirse a no flujo													No
4. Ruptura de tubería en el enfriador E-103	RDP-IB-620-PR-030-1004	2.4.4.1. Agua de enfriamiento en el tambor de reflujo V-102 aumenta el nivel; posibilidad de arrastre hacia SRU	BI	4	2	II - 8	1. LAH 1063 alerta operador para arrancar la bomba de repuesto	BPCS	4	1	I - 4				No
5. Tubería rota en la caldera de regenerador de aminas E-102A/B	RDP-IB-620-PR-030-1006	2.4.5.1. Incrementa la circulación de vapor en torre T- 101; no serias consecuencias													No
		2.4.5.2. Incrementa nivel en el tambor de reflujo V-102;													No
		2.4.5.3. Posibilidad de degradación de amina debido a altas temperaturas	BI	1	2	I - 2	1. TAH 1042 alerta operador para reducir capacidad	BPCS	1	1	I - 1				No

**Nodo:** 2. Torre de Regeneración de aminas 620-T-101 mas Caldera Regeneradora de aminas 620-E-102A/B y lineas aereas a travez del condensador de aire del regenerador de aminas 620-EA-101, Enfriador aéreo del regenerador de Amina 620-E-103, Tambor de Reflujo de Regenerador de aminas 620-V-102 y retorno a través de las bombas de reflujo 620-P-102A/C. También incluye línea aérea de tambor de reflujo del regenerador de aminas hacia SRU. Drawing Number

**Deviación:** 5. Baja presion

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Risk sin Exist. Safeguards			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. PV-1045A malfuncionamiento abierto		2.5.1.1. Referirse a mas flujo													No
2. PV-1045B falla abierto		2.5.2.1. Referirse a mas flujo													No

**Nodo:** 2. Torre de Regeneración de aminas 620-T-101 mas Caldera Regeneradora de aminas 620-E-102A/B y lineas aereas a travez del condensador de aire del regenerador de aminas 620-EA-101, Enfriador aéreo del regenerador de Amina 620-E-103, Tambor de Reflujo de Regenerador de aminas 620-V-102 y retorno a través de las bombas de reflujo 620-P-102A/C. También incluye línea aérea de tambor de reflujo del regenerador de aminas hacia SRU. Drawing Number

**Deviation:** 6. Alta temperatura



**Nodo:** 2.Torre de Regeneración de aminas 620-T-101 mas Caldera Regeneradora de aminas 620-E-102A/B y lineas aereas a travez del condensador de aire del regenerador de aminas 620-EA-101, Enfriador aéreo del regenerador de Amina 620-E-103, Tambor de Reflujo de Regenerador de aminas 620-V-102 y retorno a través de las bombas de reflujo 620-P-102A/C. También incluye línea aérea de tambor de reflujo del regenerador de aminas hacia SRU. Drawing Number:

**Deviation:** 9. Bajo nivel

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Risk sin Exist. Safeguards			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. FV-1063 falla abierto		2.9.1.1. Refierase a mayor flujo													No

**Nodo:** 2.Torre de Regeneración de aminas 620-T-101 mas Caldera Regeneradora de aminas 620-E-102A/B y lineas aereas a travez del condensador de aire del regenerador de aminas 620-EA-101, Enfriador aéreo del regenerador de Amina 620-E-103, Tambor de Reflujo de Regenerador de aminas 620-V-102 y retorno a través de las bombas de reflujo 620-P-102A/C. También incluye línea aérea de tambor de reflujo del regenerador de aminas hacia SRU. Drawing Number:

**Deviation:** 10. Contaminacion

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Risk sin Exist. Safeguards			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP
				S	L	RR			S	L	RR				
1. FV 1061 falla cerrado	RDP-IB-620-PR-030-1005	2.10.1.1. Amoniaco se acumula en el sistema; perdida de rendimiento, apagado de la planta.	BI	4	3	III - 12	1. FAL 1065B alerta operador de tener menos flujo de agua agria	BPCS	4	1	1 - 4				No
							2. PDAH 1042 alerta operador que T-101 esta en condiciones alteradas	BPCS							
							3. Muestreo de rutina	Other							
2. Perdida de inyección de antiespumante	RDP-IB-620-PR-030-1005	2.10.2.1. Posibilidad de formacion de espuma en la torre T-101, disminuye la absorción de H2S	BI	4	3	III - 12	1. Instrumentacion en el antiespumante de la bomba	BPCS	4	1	1 - 4				No
							2. muestreo de rutina	Other							
							3. PDAH 1042 alerta operador que T-101 esta en condiciones alteradas	BPCS							





**Nodo:** 3. Torre de Regeneración de Aminas 620-T-101 salida de liquido a través del revestimiento de los intercambiadores de amina Lean/Rich 620-E-101A/D, Bombas bajas de Regeneración de Aminas 620-P-103A/C, Enfriador de aire de amina pobre 620-EA-102, Pre filtro mecánico de amina pobre 620-F-101A/B, Filtro de Carbón de amina pobre, 620-X-104 y filtro posterior de amina pobre, 620-F-103A/B hacia la entrada del tanque de amina pobre 620-TK-101/102. Drawing Number:

**Deviation:** 1. No / bajo flujo

Causa	Ubicación	Consecuencias	CAT	Riesgo sin Exist. Salvaguardas			Salvaguardas Existentes	Cat.	Riesgo con Exist. Salvaguardas			Recomendaciones	Responsable	Comentarios	SIL / LOPA
				S	L	RR			S	L	RR				
1. Válvula manual en el lado de succión Bomba regeneradora de amina P-103A o B cerrado por error	030-1007	3.1.1.1. Cavitación y Daño de Bomba	ASSET	2	4	II - 8	1. FAL 1025 A o B alerta operador	BPCS	2	3	II - 6				No
2. Filtro taponado en el lado de succión de bombas regeneradoras de aminas P-103A o B	RDP-IB-620-PR-030-1007	3.1.2.1. Cavitación y Daño de Bomba	ASSET	2	4	II - 8	1. FAL 1025 A o B alerta operador	BPCS	2	3	II - 6				No
3. Bomba regenerador de Aminas P-103 A o B se detiene	RDP-IB-620-PR-030-1007	3.1.3.1. Sin serias consecuencias (se activa Bomba emergente)													No
4. Válvula manual en lado de descarga de bomba regeneradora P- 103A or B cierra por error	RDP-IB-620-PR-030-1007	3.1.4.1. Daño en la bomba	ASSET	2	4	II - 8	1. FAL 1025 A o B alerta operador	BPCS	2	3	II - 6				No
5. FV-1024 malfuncionamiento de cierre	RDP-IB-620-PR-030-1007	3.1.5.1. Daño potencial de la bomba P-103A/B/C	ASSET	2	3	II - 6			2	3	II - 6	9. Considere anadir Bloqueo de proteccion en descarga P-103A/B/C	AM		No
6. FV-1042 malfuncionamiento de cierre	RDP-IB-620-PR-030-1007	3.1.6.1. Daño potencial de la bomba P-103A/B/C	ASSET	2	3	II - 6	1. FV-1024 provee la minima Protección de flujo	MEC	2	2	I - 4	9. Considere anadir Bloqueo de proteccion en descarga de P-103A/B/C	AM		No
		3.1.6.2. Incrementa nivel en T-101; perdida de rendimiento en la torre	BI	2	3	II - 6	1. PAH 1091 alerta operador para abrir bypass FV-1042	BPCS	2	2	I - 4				No
7. Tubería taponada en EA-102	RDP-IB-620-PR-030-1007	3.1.7.1. Potencial daño de la bomba P-103A/B/C	ASSET	2	3	II - 6	1. FV-1024 provee minima Protección de flujo	MEC	2	2	I - 4	9. Considere anadir Bloqueo de proteccion de descarga P-103A/B/C	AM		No
		3.1.7.2. Incrementa nivel en T-101; pierde rendimiento en la torre	BI	2	3	II - 6	1. PAH 1091 alerta operator	BPCS	2	2	I - 4				No
8. Pre-filter F-101A/B taponado		3.1.8.1. Potencial dano de bomba P-103A/B/C	ASSET	2	3	II - 6	1. FV-1024 provides minimum	MEC	2	2	I - 4	9.	AM		No



Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Riesgo sin. Salvaguard			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
							2. PDAH 1088 alerta operador								
		3.1.8.2. Incrementa nivel en T-101; perdida de rendimiento en torre	BI	2	3	II - 6	1. PAH 1091 alerta operador 2. PDAH 1088 alerta operador para cambio de filtros	BPCS	2	2	I - 4				No
9. PDV-1103 malfunctions closed		3.1.9.1. Potencial daño a bombas P-103A/B/C	ASSET	2	3	II - 6	1. FV-1024 provee mínima protección de flujo	MEC	2	2	I - 4	9. Considere añadir protección para bloqueo de descarga en bombaP-103A/B/C	AM		No
		3.1.9.2. Incrementa el nivel de liquido en T-101; perdida de eficiencia en la torre	BI	2	3	II - 6	1. PAH 1091 alerta operador para abrir bypass PDV-1103	BPCS	2	2	I - 4				No
10. taponamiento de filtro de carbón XF-101A/B		3.1.10.1. Potencial daño a bombas P-103A/B/C	ASSET	2	3	II - 6	1. FV-1024 provee mínima protección de flujo 2. PDAH 1088 alerta operador para cambio de filtros	MEC	2	2	I - 4	9. Considere añadir protección para bloqueo de descarga en bombaP-103A/B/C	AM		No
		3.1.10.2. Incrementa el nivel de liquido en T-101; perdida de eficiencia en la torre	BI	2	3	II - 6	1. PAH 1091 alerta operador para cambio de filtros	BPCS	2	2	I - 4				No
11. After filter F-103A/B plugs		3.1.11.1. Potencial daño de bombas P-103A/B/C	ASSET	2	3	II - 6	1. FV-1024 provee mínima protección de flujo 2. PDAH 1101 alerta operador para cambio de filtros	MEC	2	2	I - 4	9. Considere añadir protección para bloqueo de descarga en bombaP-103A/B/C	AM		No
		3.1.11.2. Incrementa el nivel de liquido en T-101; perdida de eficiencia en la torre	BI	2	3	II - 6	1. PAH 1091 alerta operador para cambio de filtros	BPCS	2	2	I - 4				No

**Nodo:** 3. Torre de Regeneración de Aminas 620-T-101 salida de liquido a través del revestimiento de los intercambiadores de amina Lean/Rich 620-E-101A/D, Bombas bajas de Regeneración de Aminas 620-P-103A/C, Enfriador de aire de amina pobre 620-EA-102, Pre filtro mecánico de amina pobre 620-F-101A/B, Filtro de Carbón de amina pobre, 620-X-104 y filtro posterior de amina pobre, 620-F-103A/B hacia la entrada del tanque de amina pobre 620-TK-101/102

Drawing Number: RDP

**Desviacion:** 2. Mas (alto) Flujo

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Riesgo sin. Salvaguard			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. FV-1024 falla abierto	RDP-IB-620-PR-030-1007	3.2.1.1. tercera bomba arranca automáticamente; no serias consecuencias													No
2. FV-1042 falla abierto	RDP-IB-620-PR-030-1007	3.2.2.1. Perdida de nivel en T-101, perdida de suministro P-103A/B/C; potencial cavitación y daño de bombas	ASSET	2	4	II - 8	1. Estatus de encendido en la tercera bomba	BPCS	2	3	II - 6	10. añadir adicional LT y LSL para parar bombas	AM		No









**Nodo:** 3. Torre de Regeneración de Aminas 620-T-101 salida de liquido a través del revestimiento de los intercambiadores de amina Lean/Rich 620-E-101A/D, Bombas bajas de Regeneración de Aminas 620-P-103A/C, Enfriador de aire de amina pobre 620-EA-102, Pre filtro mecánico de amina pobre 620-F-101A/B, Filtro de Carbón de amina pobre, 620-X-104 y filtro posterior de amina pobre, 620-F-103A/B hacia la entrada del tanque de amina pobre 620-TK-101/102

Drawing Number:

**Deviation:** 17. Otras preocupaciones (Seguridad, Factores Humanos,)

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Riesgo sin Salvaguard			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. No causes identified															

**Nodo:** 4. Tanque de almacenaje y composición de amina pobre 620-TK-101/102 línea de salida de liquido a través de las bombas de circulación de amina pobre, 620-104A/C hacia la distribución de usuarios mas la línea de retorno hacia el tambor de amina rica 620-V-101. **(Originalmente Nodo 5)** Conexión de descarga a través de las bombas de recirculación 620-P-10 5A/B hacia la entrada de los tanques de almacenamiento 620-TK-101/102

Drawing Number:

**Deviation:** 1. No / bajo flujo

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Riesgo sin Salvaguard			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. Válvula manual en el lado de succión de la bomba P-104A o B cierre por error	RDP-IB-620-PR-030-1010	4.1.1.1. Cavitación y daño de bomba	ASSET	2	4	II - 8	1. FAL 1126 A/B/C alerta operador	BPCS	2	3	II - 6				No
2. Filtro en el lado de succión de bomba P- 104A o B taponado	RDP-IB-620-PR-030-1010	4.1.2.1. Cavitación y daño de bomba	ASSET	2	4	II - 8	1. FAL 1126 A/B/C alerta operador	BPCS	2	3	II - 6				No
3. P-104 A o B parada	RDP-IB-620-PR-030-1010	4.1.3.1. No serias consecuencias (se active bomba de repuesto)													No
4. Válvula manual en el lado de descarga de P-104A o B cierre por error	RDP-IB-620-PR-030-1010	4.1.4.1. Potencial daño de bomba debido a deadheading	ASSET	2	4	II - 8	1. FAL 1126 A/B/C alerta operador	BPCS	2	3	II - 6	11. Anadir FALL 1126 A/B/C para parar correspondiente bomba P-104/B/C	(BC)		No
5. UV 1127 falla cerrado	RDP-IB-620-PR-030-1010	4.1.5.1. Abordada en recomendacion 1													No
6. FV 1126 malfuncionamiento cerrado cuando se requiere	RDP-IB-620-PR-030-1010	4.1.6.1. Dano a las 3 bombas P-104 A/B/C	ASSET	2	3	II - 6	1. FAL 1128	BPCS	2	2	I - 4				No
7. Válvula manual en el lado de succión P-105A o B cierre por error	RDP-IB-620-PR-030-1010	4.1.7.1. Cavitación y daño de bomba	ASSET	2	4	II - 8			2	4	II - 8				No
8. Filtro en el lado de succión de P-105A o B taponado	RDP-IB-620-PR-030-1010	4.1.8.1. Cavitación y daño de bomba	ASSET	2	4	II - 8			2	4	II - 8				No
9. P-105 A or B parada	RDP-IB-620-PR-030-1010	4.1.9.1. No serias consecuencias (bomba de repuesto disponible para arranque )													No
10. Valvula manual en lado de descarga P-105A or B cierre por error	RDP-IB-620-PR-030-1010	4.1.10.1. Potencial daño de bomba debido a deadheading	ASSET	2	4	II - 8			2	4	II - 8				No



**Nodo:** 4. Tanque de almacenaje y composición de amina pobre 620-TK-101/102 línea de salida de liquido a través de las bombas de circulación de amina pobre, 620-104A/C hacia la distribución de usuarios mas la línea de retorno hacia el tambor de amina rica 620-V-101. **(Originalmente Nodo 5)** Conexión de descarga a través de las bombas de recirculación 620-P-10 5A/B hacia la entrada de los tanques de almacenamiento 620-TK-101/102 Drawing Number:

**Deviation:** 3. Inverso / Flujo mal dirigido

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Riesgo sin. Salvaguard			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. Pérdida de energía		4.3.1.1. Reflujo de amina desde tanques de almacenamiento T-101/02; no serias consecuencias													No

**Nodo:** 4. Tanque de almacenaje y composición de amina pobre 620-TK-101/102 línea de salida de liquido a través de las bombas de circulación de amina pobre, 620-104A/C hacia la distribución de usuarios mas la línea de retorno hacia el tambor de amina rica 620-V-101. **(Originalmente Nodo 5)** Conexión de descarga a través de las bombas de recirculación 620-P-10 5A/B hacia la entrada de los tanques de almacenamiento 620-TK-101/102 Drawing Number:

**Deviation:** 4. Alta presion

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Riesgo sin. Salvaguard			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. Valvula manual en el lado de descarga de P-104A or B cerrado por error		4.4.1.1. Referirse a no flujo													No
2. UV 1127 falla cerrado		4.4.2.1. Refer													No
3. PCV 1111 or 1112 malfuncionamiento abierto	RDP-IB-620-PR-030-1009	4.4.3.1. PCV 1116 esta diseñado para abrir y mantener presión, sin serias consecuencias													No
4. PCV 1114/16 malfuncionamiento, cerrado cuando se necesita que este abierto	RDP-IB-620-PR-030-1009	4.4.4.1. Potencial sobrepresión de TK-101 o 102, derrame en contención secundaria, exposición de H2S	H&S	2	3	II - 6	1. Monitores de H2S en area	BPCS	2	2	I - 4				No
		4.4.4.2. Potencial sobrepresión de TK-101 o 102, derrame en contención secundaria, pérdida de amina	ASSET	3	3	II - 9	1. PSV 1118A/B	MEC	3	1	I - 3				No





**Nodo:** 4. Tanque de almacenaje y composición de amina pobre 620-TK-101/102 línea de salida de liquido a través de las bombas de circulación de amina pobre, 620-104A/C hacia la distribución de usuarios mas la línea de retorno hacia el tambor de amina rica 620-V-101. **(Originalmente Nodo 5)** Conexión de descarga a través de las bombas de recirculación 620-P-10 5A/B hacia la entrada de los tanques de almacenamiento 620-TK-101/10

Drawing Number:

**Desviacion:** 8. Alto nivel

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Riesgo sin. Salvaguard			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP / A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. Auto arranque de P-104 C causa alto nivel en el tanque V-101		4.8.1.1. Referirse a no Flujo en el Nodo 1													No
2. Pérdida de energía apaga bomba P-104A/C		4.8.2.1. Alto nivel en tanque de almacenamiento TK-101/102; salida a través de ventilación atmosférica, causando daño al tanque	ASSET	3	3	II - 9	1. LAH 1114 2. FAL 1128 and 1126	BPCS BPCS	3	2	II - 6				No















**Nodo:** 6. Acid Flare Header desde varias Fuentes hacia KO Tambor 620-V-001, mas linea de fluidos hacia Acid Flare KO bombas 620-P-001A/B hacia entrada el tambor de hidrocarburos livianos 620-V-003. También incluye la línea de salida de gas hacia el Flare.

Drawing Number

**Deviation:** 1. No / bajo flujo

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Riesgo sin Salvaguard			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. valvula manual en lado de succion de bomba KO P-001A/B cerrado por error	RDP-IB-620-PR-050-0002	6.1.1.1. Cavitación y daño de bomba	ASSET	2	4	II - 8			2	4	II - 8	12. Considere anadir un FI comun aguas abajo de P-001 A y B. La preocupación es el daño de bomba cuando auto arranca	AM		No
		6.1.1.2. Alto nivel en el tambor Acid Flare KO V-001; arranstre de liquid hacia OSBL Acid Flare KO tambor	REG	3	2	II - 6	1. Segundo KO tambor en OSBL Acid Flare 2. LAH 0210/11 Operador arranca segunda bomba 3. Operador dreña manualmente	MEC BPCS BPCS	3	1	I - 3				No
2. Filtro en el lado de succión de laa bomba Acid flare KO P-001A/B se tapona	RDP-IB-620-PR-050-0002	6.1.2.1. Cavitación y daño de bomba	ASSET	2	4	II - 8			2	4	II - 8	12. Considere anadir un FI comun aguas abajo de P-001 A y B. La preocupación es el daño de bomba cuando auto arranca	AM		No
		6.1.2.2. Alto nivel en el tambor Acid Flare KO V-001; arranstre de liquid hacia OSBL Acid Flare KO tambor	REG	3	2	II - 6	1. Segundo KO tambor en OSBL Acid Flare 2. LAH 0210/11 Operador arranca segunda bomba 3. Operador dreña manual	MEC BPCS BPCS	3	1	I - 3				No
3. Bomba Acid flare KO P-001A/B para	RDP-IB-620-PR-050-0002	6.1.3.1. Alto nivel en el tambor Acid Flare KO V-001; arranstre de liquid hacia OSBL Acid Flare KO tambor	REG	3	2	II - 6	1. Segundo KO tambor en OSBL Acid Flare 2. LAH 0210/11 Operador arranca segunda bomba 3. Operador dreña manual	MEC BPCS BPCS	3	1	I - 3				No
4. Valvula manual en descarga de bomba Acid flare KO P-001A/B cierra por error	RDP-IB-620-PR-050-0002	6.1.4.1. Causa daño de bomba debido a deadheading	ASSET	2	4	II - 8			2	4	II - 8	12. Considere anadir un FI comun aguas abajo de P-001 A y B. La preocupación es el daño de bomba cuando auto arranca	AM		No
		6.1.4.2. Alto nivel en el tambor Acid Flare KO V-001; arranstre de liquid hacia OSBL Acid Flare KO tambor	REG	3	2	II - 6	1. Segundo KO tambor en OSBL Acid Flare 2. LAH 0210/11 Operador arranca segunda bomba 3. Operador dreña manual	MEC BPCS BPCS	3	1	I - 3				No



**Nodo:** 6. Acid Flare Header desde varias Fuentes hacia KO Tambor 620-V-001, mas linea de fluidos hacia Acid Flare KO bombas 620-P-001A/B hacia entrada el tambor de hidrocarburos livianos 620-V-003. También incluye la línea de salida de gas hacia el Flare. Drawing Number:

**Desviacion:** 7. Baja temperatura

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Riesgo sin. Salvaguard			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. perdida de vapor		6.7.1.1. Impacto a largo plazo debido a la condensación de vapor en el tanque; no Consecuencias inmediatas													No

**Nodo:** 6. Acid Flare Header desde varias Fuentes hacia KO Tambor 620-V-001, mas linea de fluidos hacia Acid Flare KO bombas 620-P-001A/B hacia entrada el tambor de hidrocarburos livianos 620-V-003. También incluye la línea de salida de gas hacia el Flare. Drawing Number: RDP-IB-620-PR-050-0001

**Desviacion:** 8. Alto nivel

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Riesgo sin. Salvaguard			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. Valvula manual en el lado de succion de las bombas KO P-001A/B cerrado por error	RDP-IB-620-PR-050-0002	6.8.1.1. Referirse a No/menos Flujo													No
2. Strainer en el lado de succion de KO bombas P-001A/B taponado	RDP-IB-620-PR-050-0002	6.8.2.1. Referirse a No/menos Flujo													No
3. bombas KO P-001A/B se detienen	RDP-IB-620-PR-050-0002	6.8.3.1. Referirse a No/menos Flujo													No
4. Valvula manual en lado de descarga de bomba KO P-001A/B cerrado por error	RDP-IB-620-PR-050-0002	6.8.4.1. Referirse a No/menos Flujo													No

**Nodo:** 6. Acid Flare Header desde varias Fuentes hacia KO Tambor 620-V-001, mas linea de fluidos hacia Acid Flare KO bombas 620-P-001A/B hacia entrada el tambor de hidrocarburos livianos 620-V-003. También incluye la línea de salida de gas hacia el Flare. Drawing Number:

**Desviacion:** 9. Bajo nivel

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Riesgo sin. Salvaguard			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. Bomba continua encendida luego de LSL	RDP-IB-620-PR-050-0002	6.9.1.1. nivel de liquido descendiendo bajo nivel de bobina ; no serias consecuencias													No
		6.9.1.2. Posibilidad de escape de gas hacia el taque de decantación de aceite; la presión se iguala, no serias consecuencias													No
		6.9.1.3. Funcionamiento de la bomba en seco, causando daño	ASSET	2	4	II - 8	1. LAL en circuito de instrumentacion (0210 o 0211)	BPCS	2	3	II - 6				No

































**Nodo:** 11. Header de agua de enfriamiento  
**Desviación:** 9. Operaciones de emergencia

Drawing Number:

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Riesgo sin. Salvaguard			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. No problemas identificados															

**Nodo:** 11. Header de agua de enfriamiento  
**Desviación:** 10. Emisiones ambientales

Drawing Number:

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Riesgo sin. Salvaguard			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. No problemas identificados															

**Nodo:** 12. Sistema de drenaje de aminas

Drawing Number:

**Desviación:** 1. No / Bajo Flujo

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Riesgo sin. Salvaguard			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. Bomba P-004A para	RDP-IB-620-PR-050-0011	12.1.1.1. Alto nivel en el tambor V-004; Flujo en el tambor acid flare KO	BI	2	3	II - 6	1. LAH 0148 alerta operador	BPCS	2	2	I - 4				No
2. Valvula de descarga en bomba P-004A Cerrada por error	RDP-IB-620-PR-050-0011	12.1.2.1. Daño de bomba debido a deadheading	ASSET	2	3	II - 6	1. LAH 0148 alerta operador	BPCS	2	2	I - 4				No
		12.1.2.2. Alto nivel en el tambor V-004; Flujo en el tambor acid flare KO	BI	2	3	II - 6	1. LAH 0148 alerta operador	BPCS	2	2	I - 4				No
3. FV 0147 Malfuncionamiento cerrada	RDP-IB-620-PR-050-0011	12.1.3.1 Daño de bomba debido a deadheading	ASSET	2	3	II - 6	1. LAH 0148 alerta operador	BPCS	2	2	I - 4				No
		12.1.3.2. Alto nivel en el tambor V-004; Flujo en el tambor acid flare KO	BI	2	3	II - 6	1. LAH 0148 alerta operador	BPCS	2	2	I - 4				No
4. Filtro F-004 taponado	RDP-IB-620-PR-050-0011	12.1.4.1. Alto nivel en el tambor V-004; Flujo en el tambor acid flare KO	BI	2	3	II - 6	1 LAH 0148 alerta operador	BPCS	2	2	I - 4				No
5. Expulsor J-001 mal funcionamiento cuando es necesario	RDP-IB-620-PR-050-0011	12.1.5.1. Potencial flotacion de tanque V-004; Potencial falla de tuberia hacia el tambor KO	ASSET	2	2	I - 4									No
		12.1.5.2. Potencial flotación de tanque V-004; Potencial falla de tubería hacia el tambor KO, Exposición de personal a H2S	H&S	5	2	II - 10	1. Rondas de operador 2. Base de diseno	PRO Otro	5	1	II - 5				







**Nodo:** 12. Sistema de drenaje de aminas  
**Desviación:** 15 Operaciones Anormales

Drawing Number:

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Riesgo sin Salvaguard			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. No causas identificadas															

**Nodo:** 12. Sistema de drenaje de aminas  
**Desviación:** 16. Arranque / Parada

Drawing Number:

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Riesgo sin Salvaguard			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. No causas identificadas															

**Nodo:** 12. Sistema de drenaje de aminas  
**Desviación:** Otras preocupaciones (Seguridad, Factores humanos)

Drawing Number:

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Riesgo sin Salvaguard			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. No causas identificadas															

**Nodo:** 13. Sistema de recolección de condensado  
**Desviación:** 1. No / Bajo Flujo

Drawing Number

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Riesgo sin Salvaguard			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. Válvula manual en el lado de succión de bomba P-002A/B cerrada por error	RDP-IB-620-PR-050-0009	13.1.1.1. Cavitación y daño de bomba	ASSET	2	4	II - 8	1. FIC 0262	BPCS	2	3	II - 6				No
		13.1.1.2. Potencial alto nivel en el tambor V-002; Arrastre de líquidos y liberación a la atmosfera	REG	3	2	II - 6	1. LAH 0260 Operador arranca segunda bomba	BPCS	3	1	I - 3				No
2. Filtro en el lado de succión de bomba P-002A/B taponado	RDP-IB-620-PR-050-0009	13.1.2.1. Cavitación y daño de bomba	ASSET	2	4	II - 8	1. FIC 0262	BPCS	2	3	II - 6				No
		13.1.2.2. Potencial alto nivel en el tambor V-002; Arrastre de líquidos y liberación a la atmosfera	REG	3	2	II - 6	1. LAH 0260 Operador arranca segunda bomba	BPCS	3	1	I - 3				No
3. bomba P-002A/B para	RDP-IB-620-PR-050-0009	13.1.3.1. Potencial alto nivel en el tambor V-002; Arrastre de líquidos y liberación a la atmosfera	REG	3	2	II - 6	1. LAH 0260 Operador arranca segunda bomba	BPCS	3	1	I - 3				No
							2. bomba de repuesto arranca	BPCS							
4. Válvula manual en el lado de descarga P-002A/B cerrada por error	RDP-IB-620-PR-050-0009	13.1.4.1. Dead heading the pump causing damage to pump	ASSET	2	4	II - 8	1. FIC 0262	BPCS	2	3	II - 6				No
		13.1.4.2. Potencial alto nivel en el tambor V-002; Arrastre de líquidos y liberación a la atmosfera	REG	3	2	II - 6	1. LAH 0260 Operador arranca segunda bomba	BPCS	3	1	I - 3				No
							2. bomba de repuesto arranca	BPCS							







**Nodo:** 13. Sistema de recolección de condensado

Drawing Number:

**Desviacion:** 10. Contaminacion

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Risk without Exist Safeguards			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. Falla de AI-0261 cuando se necesita	RDP-IB-620-PR-050-0009	13.10.1.1. Posibilidad de contaminación del condensado en el header; consecuencia es OSBL (será cubierto en el OSBL HAZOP)													No

**Nodo:** 13. Sistema de recolección de condensado

Drawing Number:

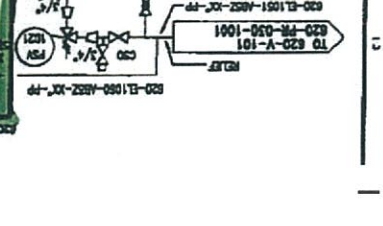
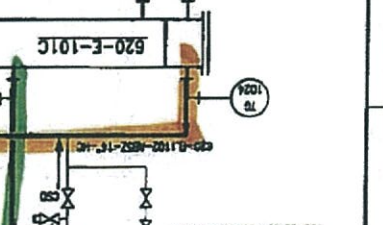
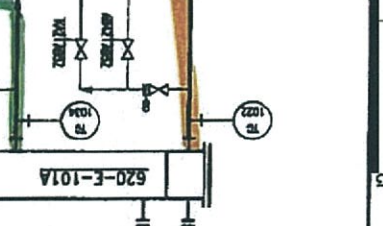
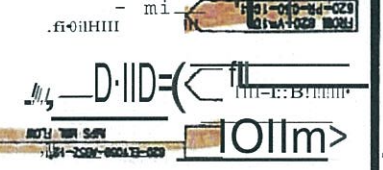
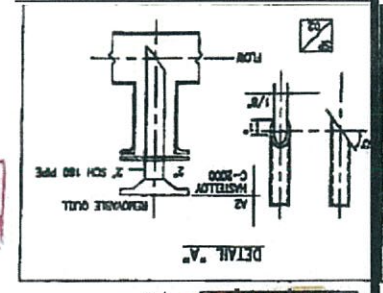
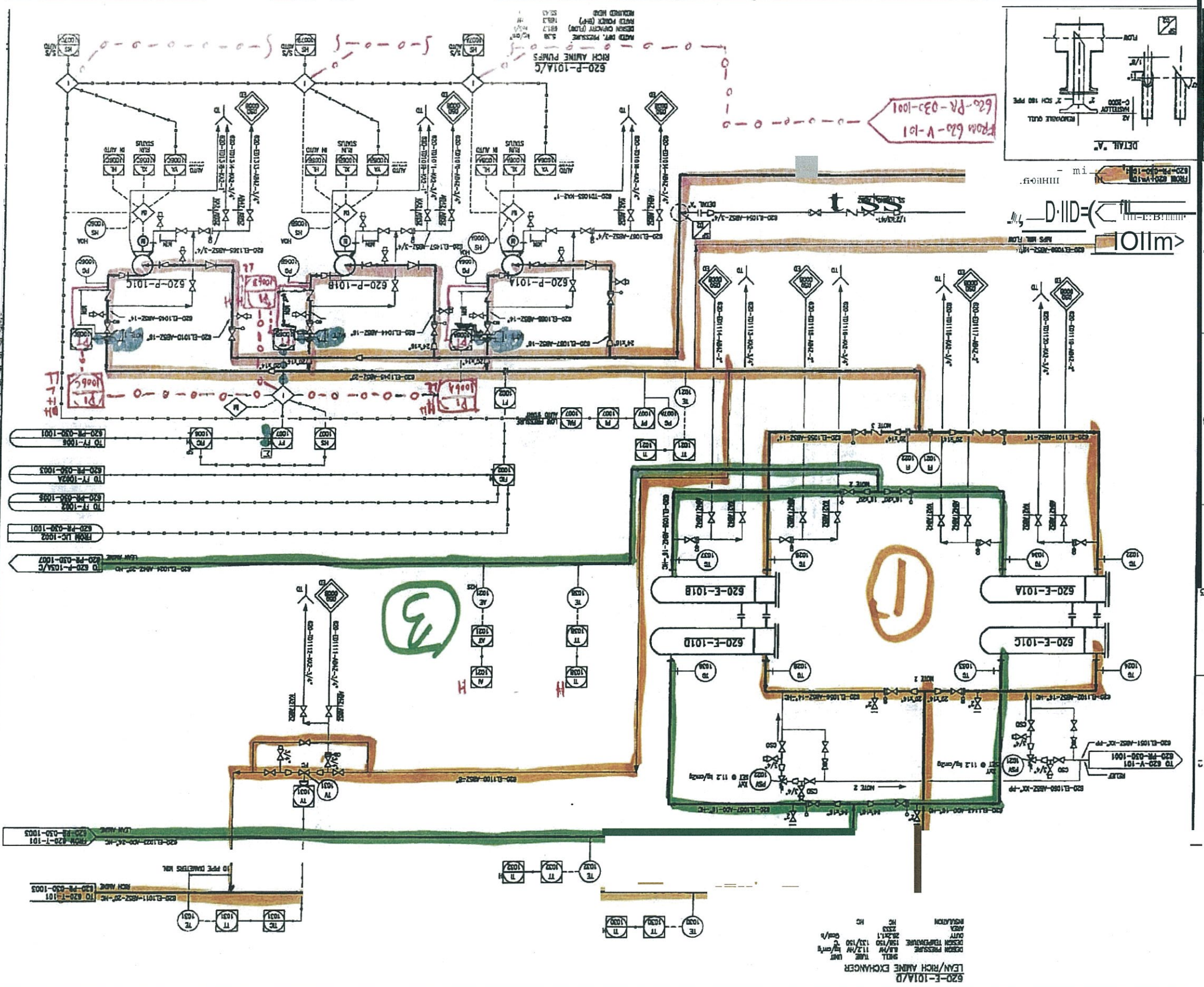
**Desviacion:** 11. Reaccion / Composicion / Cambio de fase

Causas	Ubicacion	Consecuencias	CAT	Risk without Exist Safeguards			Exist. Salvaguardas	Cat.	Riesgo con Exist savaguar			Recomendaciones	Responsables	Comentarios	SIL / LOP A
				S	L	RR			S	L	RR				
1. Perdida de ventiladores EA-001	RDP-IB-620-PR-050-0009	13.11.1.1. Mas vapor de agua a la atmosfera; sin consecuencias graves													No
2. Perdida de control de presión PIC 0250	RDP-IB-620-PR-	13.11.2.1. Exceso de enfriamiento en ventiladores, subenfriamiento de retorno hacia V-002 remueve demasiado vapor creando vacio. Posibilidad de entrada de aire al sistema en bajo nivel. Contaminación de oxígeno al sistema de condensación creando corrosión a largo plazo	ASSET	2	3	II - 6	1. Rondas de operador	PRO	2	2	I - 4				No



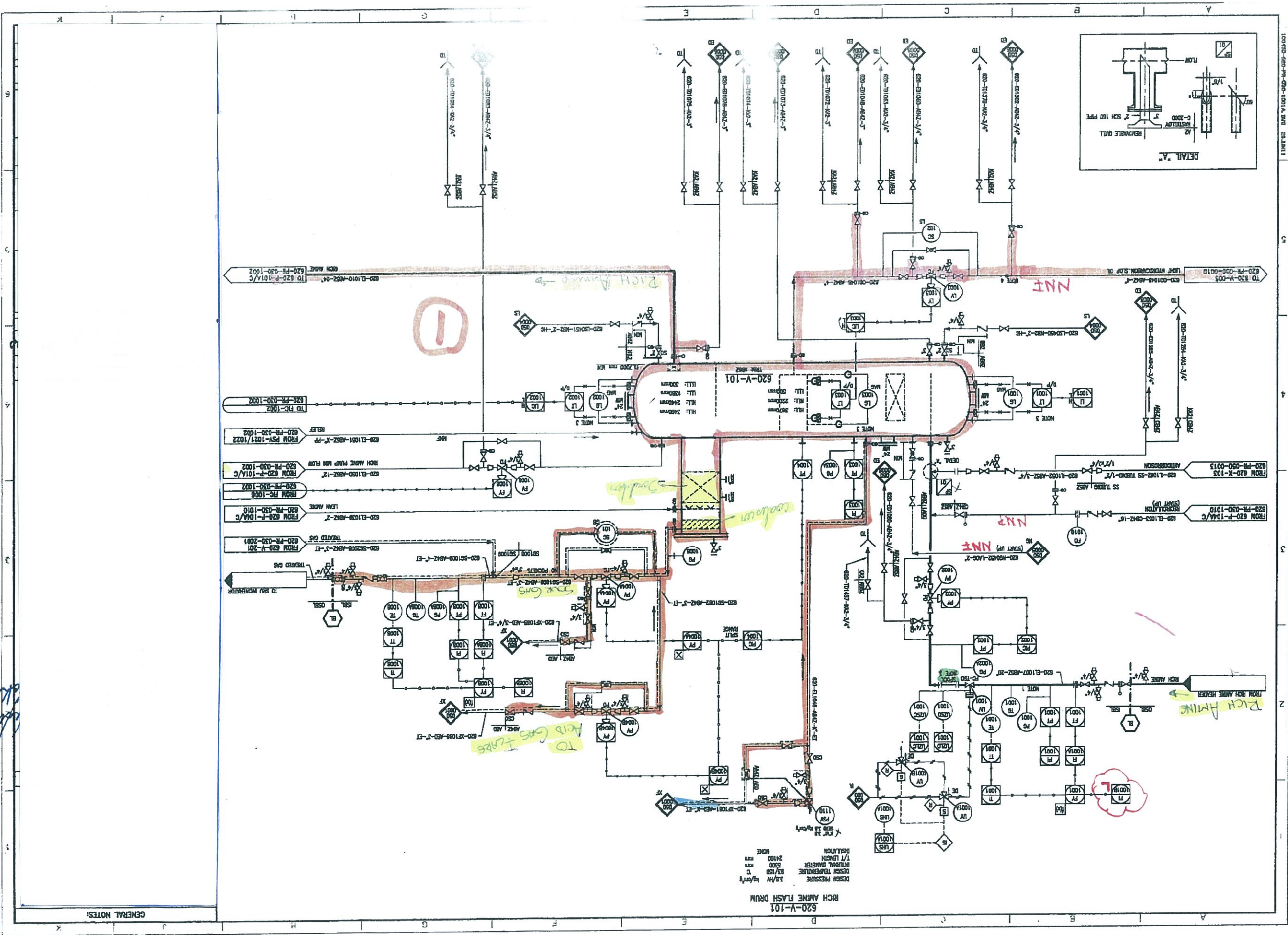
## **ANEXO II**

### **NODOS ANALISIS HAZOP**



LEAN/RICH AMINE EXCHANGER  
 SHEET NUMBER 101  
 DESIGN TEMPERATURE 150/150  
 DESIGN PRESSURE 112/112  
 MATERIAL 304/304  
 INSULATION AIR  
 FINISH 2333

GENERAL NOTES



Discussions in log

GENERAL NOTES:

620-V-101 RICH AMINE FLASH DRUM  
DESIGN PRESSURE 1.2 MPa  
DESIGN TEMPERATURE 135 °C  
7/8" RESOLUTION  
24" DIA  
3000 MM

TO RICH AMINE

TO Acid Gas Tank

COOLING

1

NNF

NNF

NNF

NNF

NNF

NNF

NNF

NNF

NNF

NNF

NNF

NNF

NNF

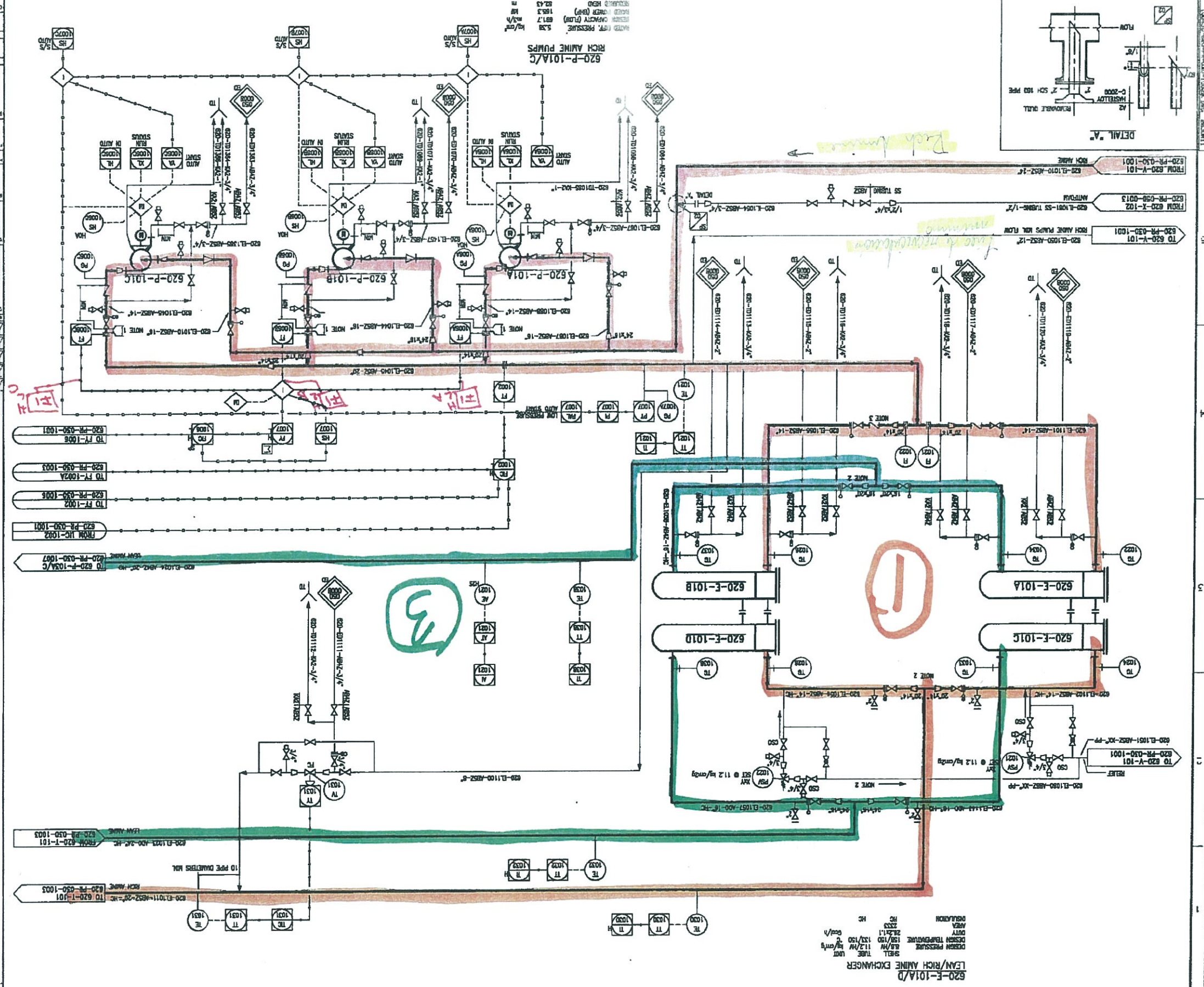
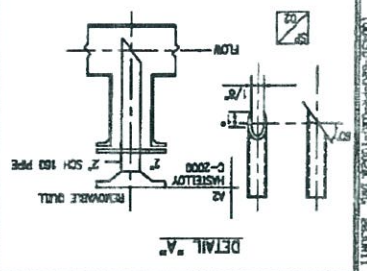
NNF

NNF

NNF

NNF

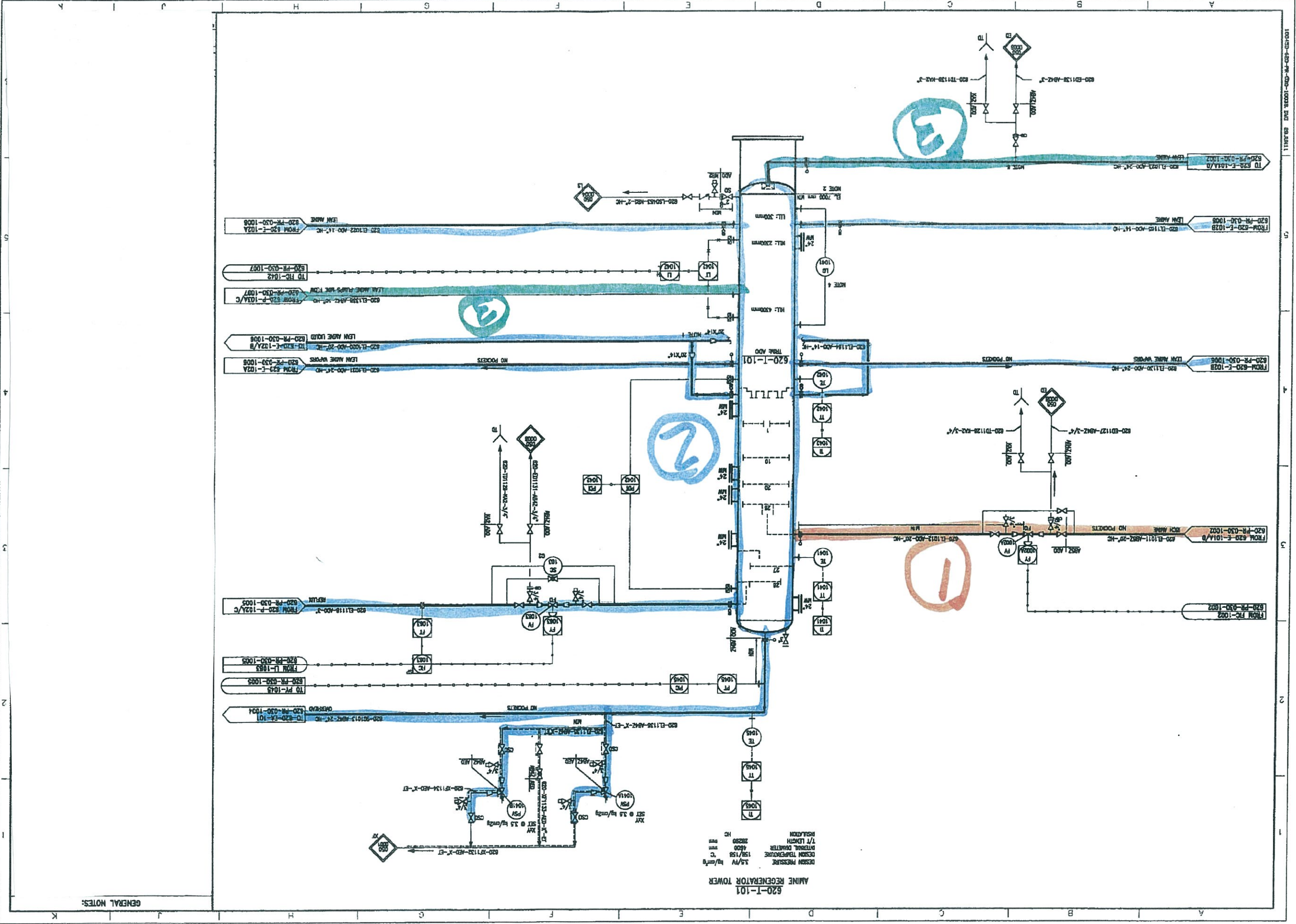
NNF



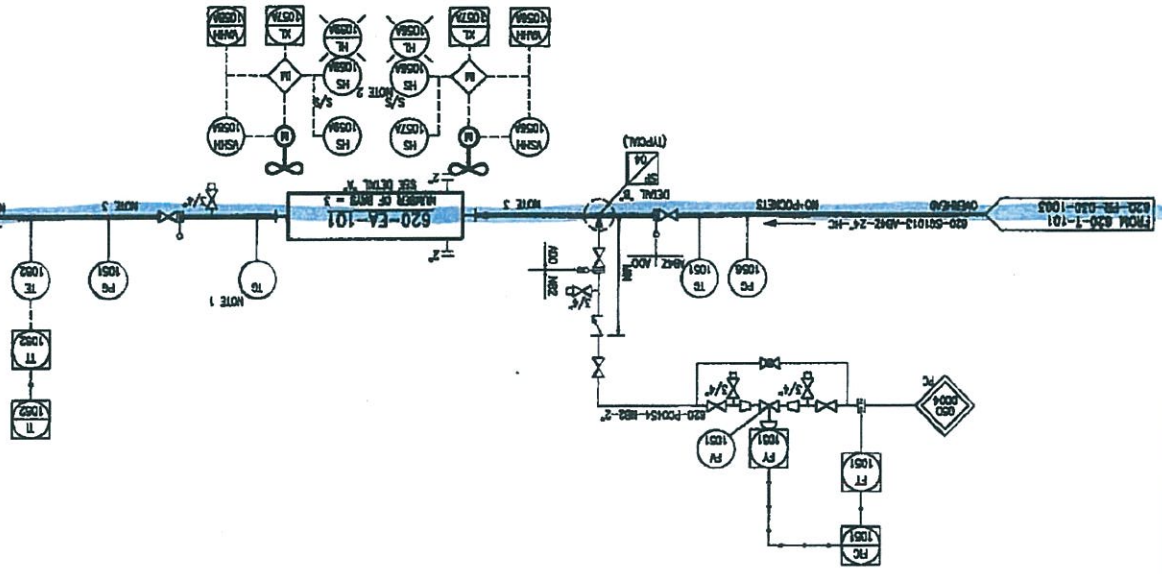
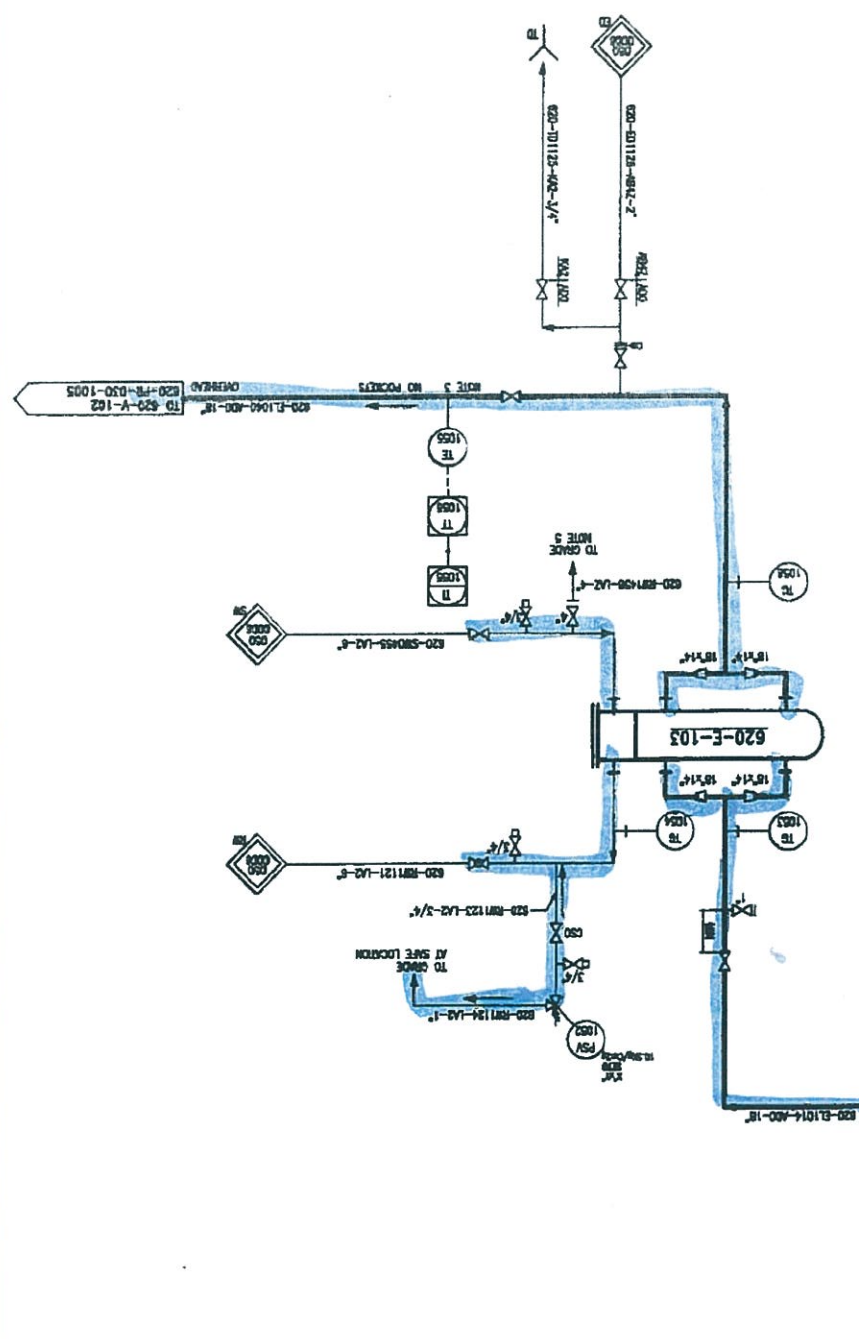
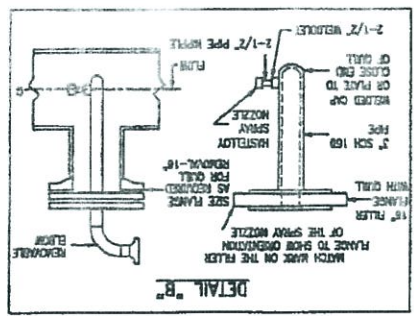
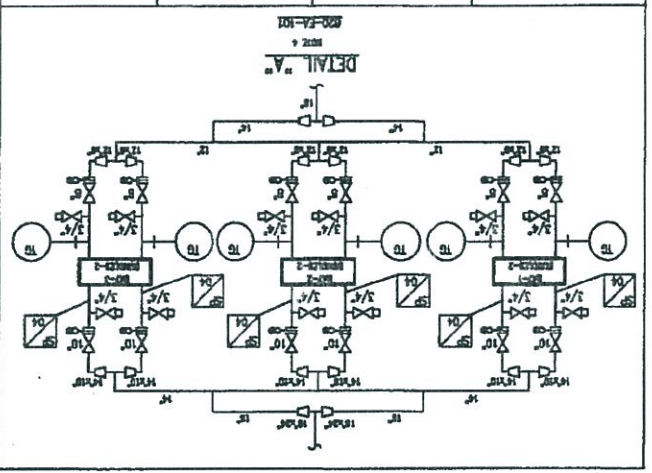
520-E-101A/D  
 LEAN/RICH AMINE EXCHANGER  
 SHELL TUBE UNIT  
 DESIGN PRESSURE 150/150 psig  
 DESIGN TEMPERATURE 250/250 °F  
 AREA 2333 sq ft  
 INSULATION 2"

RICH AMINE PUMPS  
 520-P-101A/C  
 MOTOR: 5.25 kW  
 CAPACITY (GPM): 881.7  
 HEAD (FT): 185.3  
 EFFICIENCY (%): 82.43

GENERAL NOTES:



DESIGNATION		CELL 1		CELL 2		CELL 3		CELL 4	
HS-1000A	HS-1000A	HS-1000A	HS-1000A	HS-1000A	HS-1000A	HS-1000A	HS-1000A	HS-1000A	HS-1000A
HS-1000B	HS-1000B	HS-1000B	HS-1000B	HS-1000B	HS-1000B	HS-1000B	HS-1000B	HS-1000B	HS-1000B
HS-1000C	HS-1000C	HS-1000C	HS-1000C	HS-1000C	HS-1000C	HS-1000C	HS-1000C	HS-1000C	HS-1000C
HS-1000D	HS-1000D	HS-1000D	HS-1000D	HS-1000D	HS-1000D	HS-1000D	HS-1000D	HS-1000D	HS-1000D
HS-1000E	HS-1000E	HS-1000E	HS-1000E	HS-1000E	HS-1000E	HS-1000E	HS-1000E	HS-1000E	HS-1000E
HS-1000F	HS-1000F	HS-1000F	HS-1000F	HS-1000F	HS-1000F	HS-1000F	HS-1000F	HS-1000F	HS-1000F
HS-1000G	HS-1000G	HS-1000G	HS-1000G	HS-1000G	HS-1000G	HS-1000G	HS-1000G	HS-1000G	HS-1000G
HS-1000H	HS-1000H	HS-1000H	HS-1000H	HS-1000H	HS-1000H	HS-1000H	HS-1000H	HS-1000H	HS-1000H
HS-1000I	HS-1000I	HS-1000I	HS-1000I	HS-1000I	HS-1000I	HS-1000I	HS-1000I	HS-1000I	HS-1000I
HS-1000J	HS-1000J	HS-1000J	HS-1000J	HS-1000J	HS-1000J	HS-1000J	HS-1000J	HS-1000J	HS-1000J
HS-1000K	HS-1000K	HS-1000K	HS-1000K	HS-1000K	HS-1000K	HS-1000K	HS-1000K	HS-1000K	HS-1000K
HS-1000L	HS-1000L	HS-1000L	HS-1000L	HS-1000L	HS-1000L	HS-1000L	HS-1000L	HS-1000L	HS-1000L
HS-1000M	HS-1000M	HS-1000M	HS-1000M	HS-1000M	HS-1000M	HS-1000M	HS-1000M	HS-1000M	HS-1000M
HS-1000N	HS-1000N	HS-1000N	HS-1000N	HS-1000N	HS-1000N	HS-1000N	HS-1000N	HS-1000N	HS-1000N
HS-1000O	HS-1000O	HS-1000O	HS-1000O	HS-1000O	HS-1000O	HS-1000O	HS-1000O	HS-1000O	HS-1000O
HS-1000P	HS-1000P	HS-1000P	HS-1000P	HS-1000P	HS-1000P	HS-1000P	HS-1000P	HS-1000P	HS-1000P
HS-1000Q	HS-1000Q	HS-1000Q	HS-1000Q	HS-1000Q	HS-1000Q	HS-1000Q	HS-1000Q	HS-1000Q	HS-1000Q
HS-1000R	HS-1000R	HS-1000R	HS-1000R	HS-1000R	HS-1000R	HS-1000R	HS-1000R	HS-1000R	HS-1000R
HS-1000S	HS-1000S	HS-1000S	HS-1000S	HS-1000S	HS-1000S	HS-1000S	HS-1000S	HS-1000S	HS-1000S
HS-1000T	HS-1000T	HS-1000T	HS-1000T	HS-1000T	HS-1000T	HS-1000T	HS-1000T	HS-1000T	HS-1000T
HS-1000U	HS-1000U	HS-1000U	HS-1000U	HS-1000U	HS-1000U	HS-1000U	HS-1000U	HS-1000U	HS-1000U
HS-1000V	HS-1000V	HS-1000V	HS-1000V	HS-1000V	HS-1000V	HS-1000V	HS-1000V	HS-1000V	HS-1000V
HS-1000W	HS-1000W	HS-1000W	HS-1000W	HS-1000W	HS-1000W	HS-1000W	HS-1000W	HS-1000W	HS-1000W
HS-1000X	HS-1000X	HS-1000X	HS-1000X	HS-1000X	HS-1000X	HS-1000X	HS-1000X	HS-1000X	HS-1000X
HS-1000Y	HS-1000Y	HS-1000Y	HS-1000Y	HS-1000Y	HS-1000Y	HS-1000Y	HS-1000Y	HS-1000Y	HS-1000Y
HS-1000Z	HS-1000Z	HS-1000Z	HS-1000Z	HS-1000Z	HS-1000Z	HS-1000Z	HS-1000Z	HS-1000Z	HS-1000Z



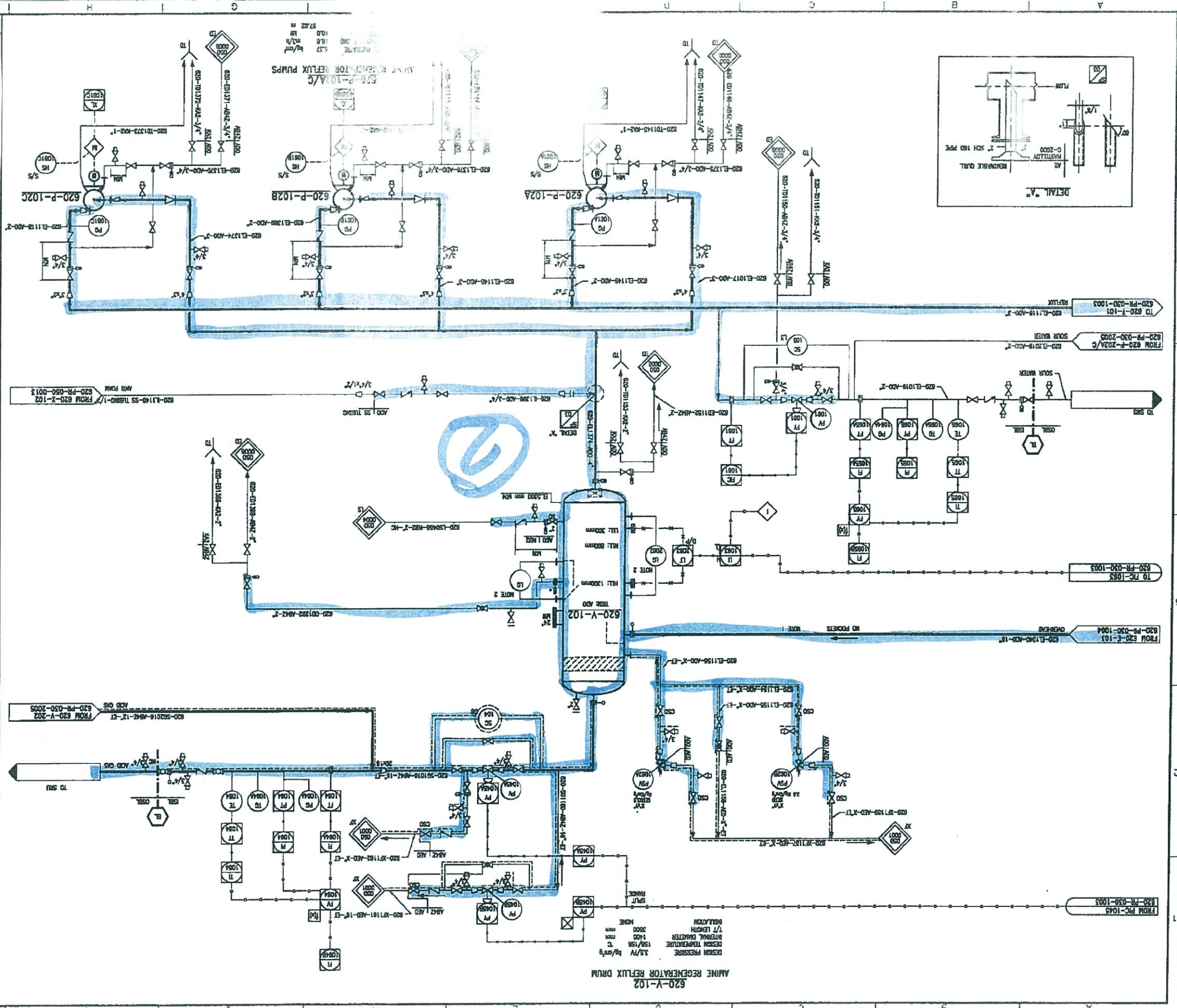
620-E-103  
 AMINE REGENERATOR OVERHEAD TRIM COOLER  
 SHEET TUBE UNIT  
 DESIGN TEMPERATURE 150/150  
 DESIGN PRESSURE 1.5/1.5  
 DUTY 0.48/1.2  
 AREA 123  
 INSULATION NONE

620-EA-101  
 AMINE REGENERATOR AIR CONDENSER  
 SHEET TUBE UNIT  
 DESIGN TEMPERATURE 150  
 DESIGN PRESSURE 1.5/1.5  
 DUTY 0.75/1.18  
 AREA 123  
 INSULATION NONE

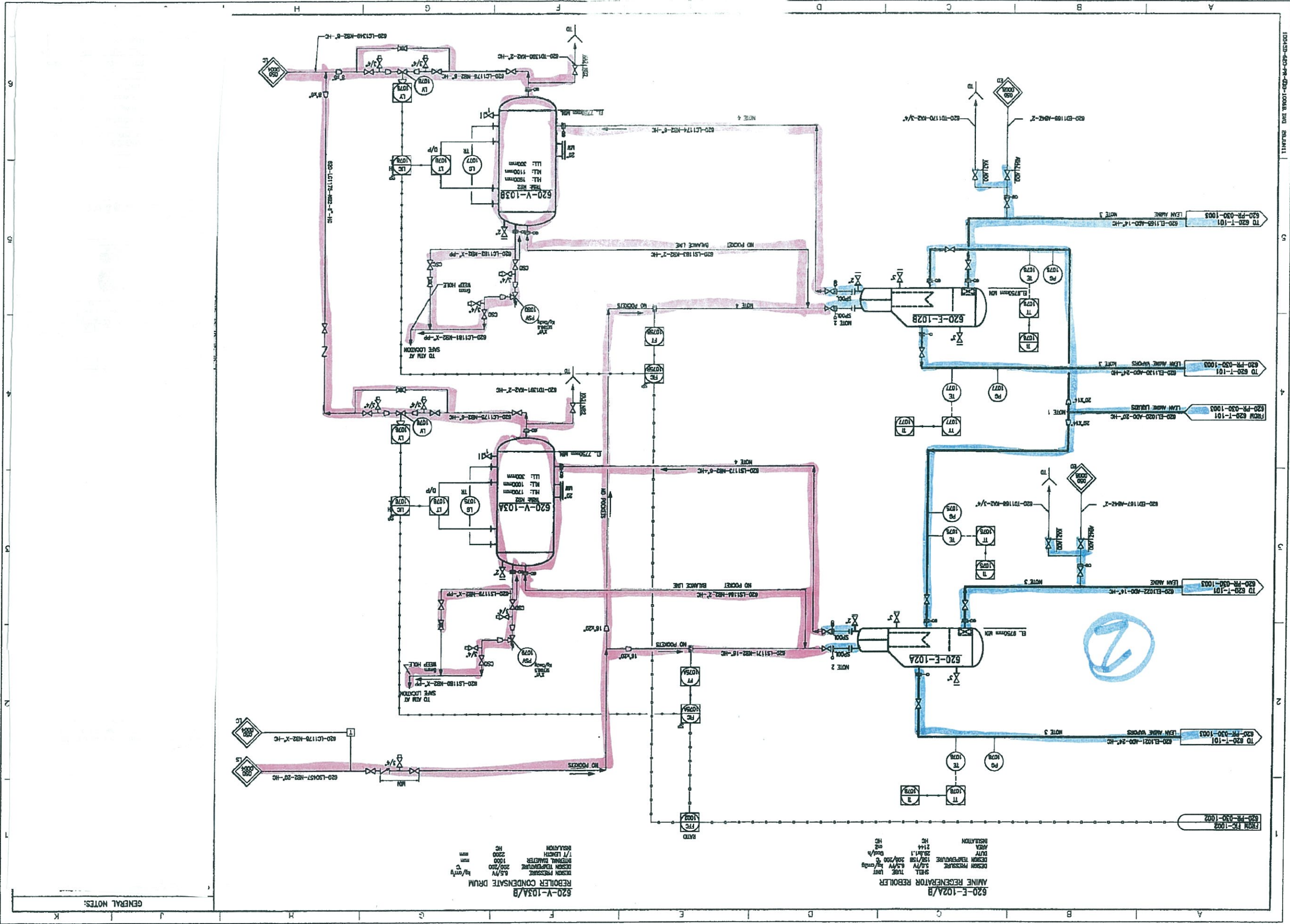
GENERAL NOTES:



100-511-600-PR-020-10028 DWG. REFLUX 11



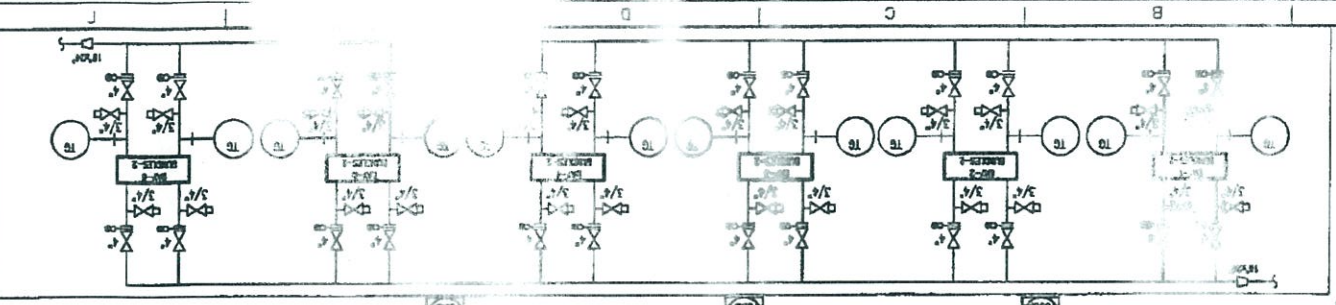
GENERAL NOTES:



SHELL TUBE UNIT  
 DESIGN PRESSURE 32.0 PSIA  
 DESIGN TEMPERATURE 150/200 °F  
 INSULATION 2.5 IN. 150/200 °F  
 620-E-102A/B AMINE REGENERATOR REBOILER

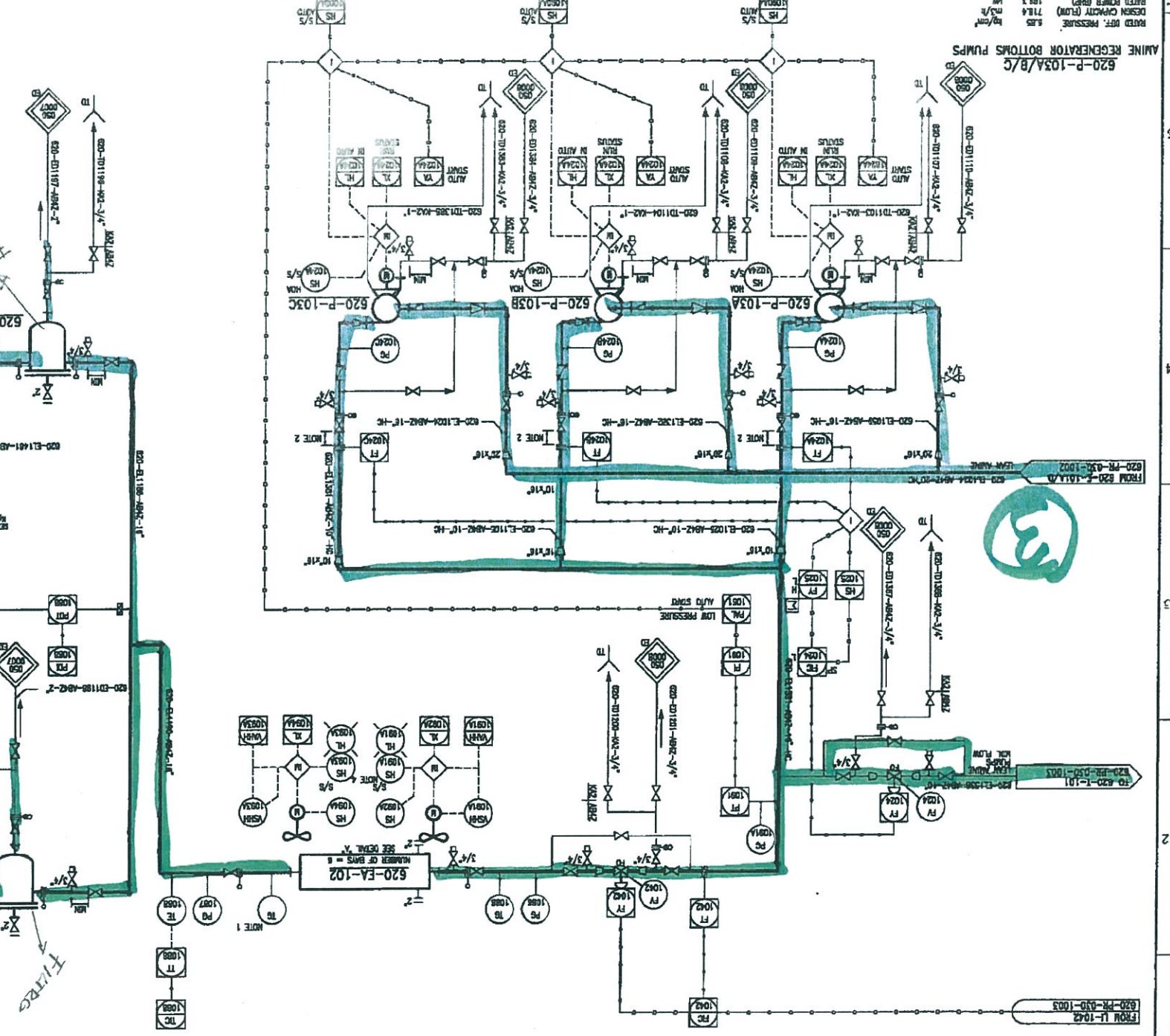
DESIGN PRESSURE 6.5 PSIA  
 DESIGN TEMPERATURE 200/200 °F  
 INSULATION 1.75 IN. 200/200 °F  
 620-V-103A/B REBOILER CONDENSATE DRUM

GENERAL NOTES:

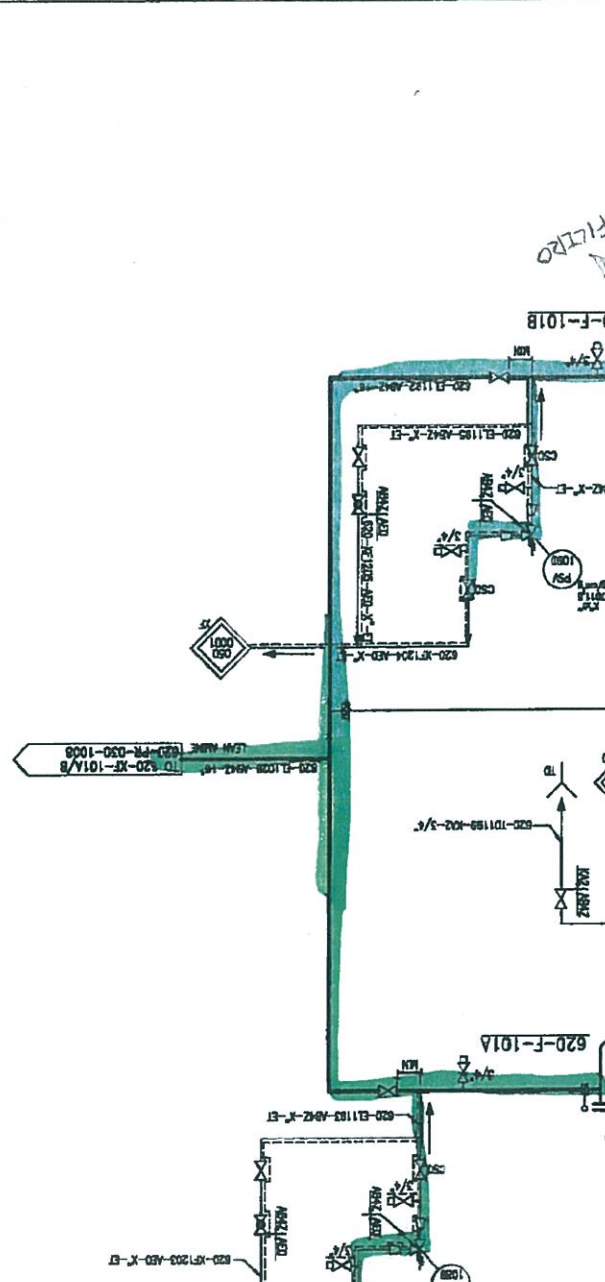


RATED DEF. PRESSURE 185 psig  
 DESIGN CAPACITY (FLOW) 118.4 gpm  
 REQUIRED HEAD 80.87 ft

**620-P-103A/B/C  
AINE REGENERATOR BOTTOMS PUMPS**



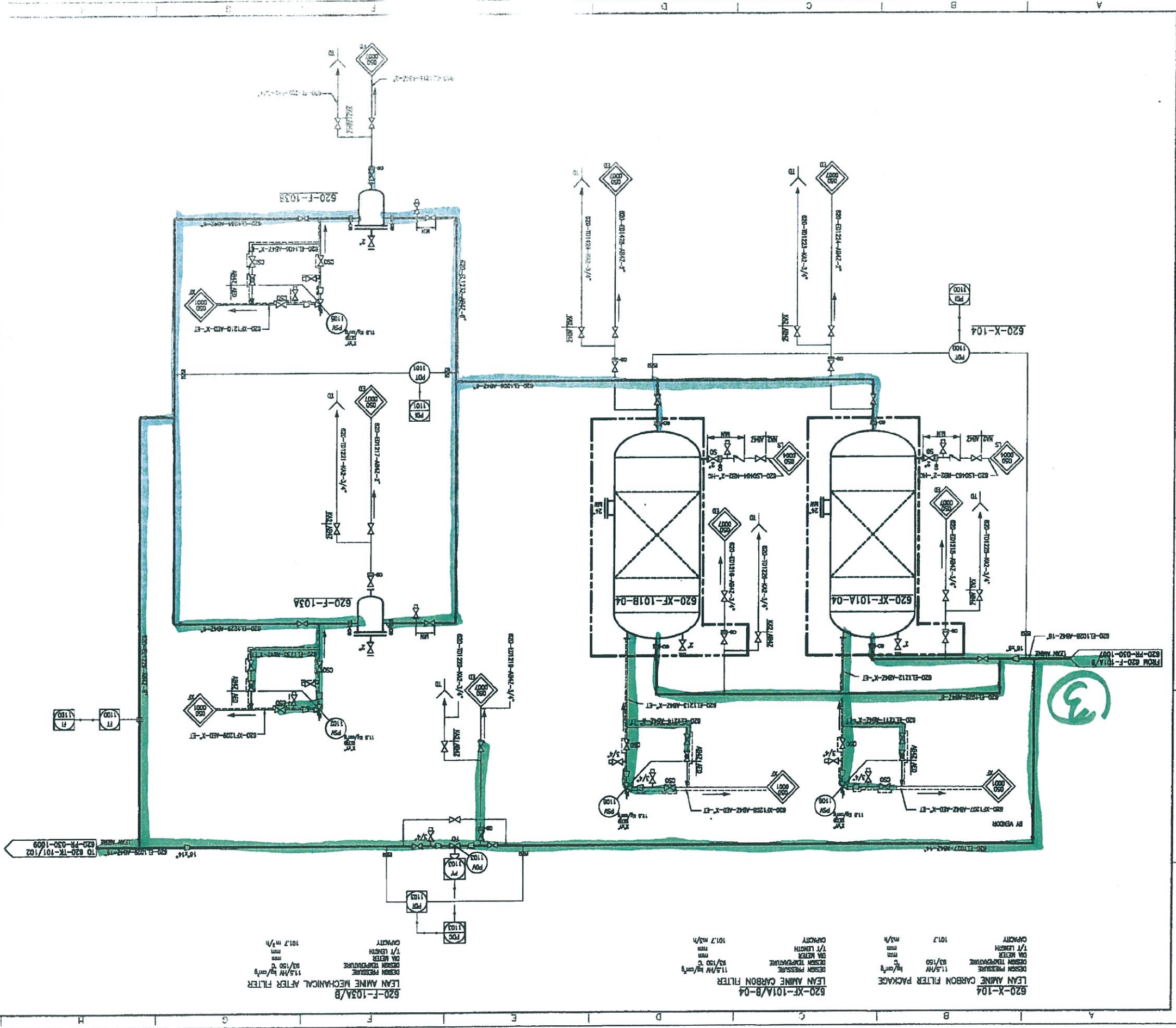
CELL 1	CELL 2	CELL 3	CELL 4	CELL 5
HS-1091A	HS-1091B	HS-1091C	HS-1091D	HS-1091E
HS-1092A	HS-1092B	HS-1092C	HS-1092D	HS-1092E
HS-1093A	HS-1093B	HS-1093C	HS-1093D	HS-1093E
HS-1094A	HS-1094B	HS-1094C	HS-1094D	HS-1094E
HS-1095A	HS-1095B	HS-1095C	HS-1095D	HS-1095E
HS-1096A	HS-1096B	HS-1096C	HS-1096D	HS-1096E
HS-1097A	HS-1097B	HS-1097C	HS-1097D	HS-1097E
HS-1098A	HS-1098B	HS-1098C	HS-1098D	HS-1098E
HS-1099A	HS-1099B	HS-1099C	HS-1099D	HS-1099E
HS-1100A	HS-1100B	HS-1100C	HS-1100D	HS-1100E



**620-EA-102  
LEAN AMINE AIR COOLER**  
 DESIGN PRESSURE 11.5 psig  
 DESIGN TEMPERATURE 120 F  
 AREA (LAMB) 8.76237 sq/ft  
 INSULATION NONE  
 MATERIAL 304 SS

**620-F-101A/B  
LEAN AMINE MECHANICAL PRE FILTERS**  
 DESIGN PRESSURE 11.5 psig  
 DESIGN TEMPERATURE 80/120 F  
 CAPACITY 577.7 gpm

**GENERAL NOTES:**

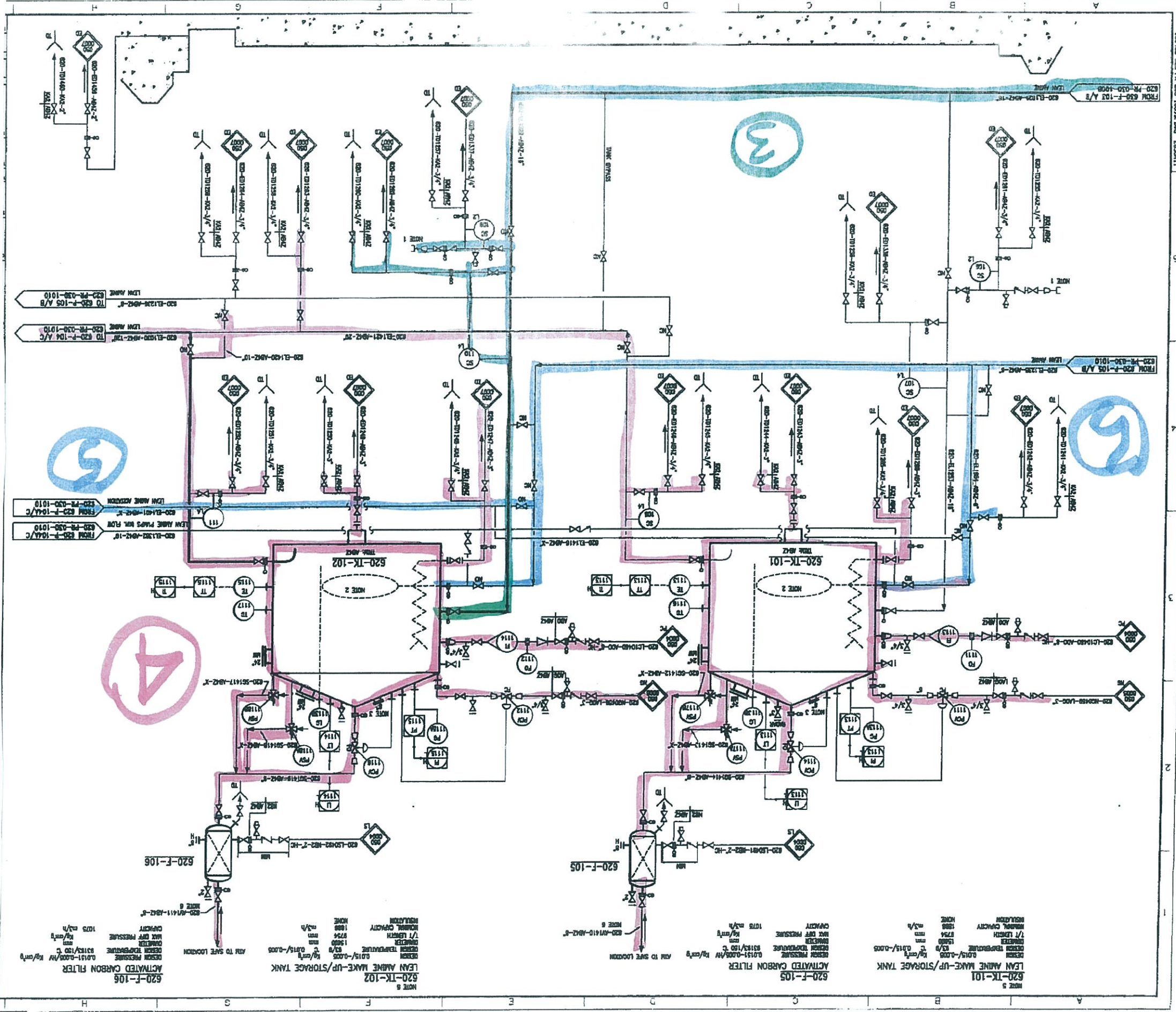


620-X-104  
LEAN AMINE CARBON FILTER PACKAGE  
DESIGN PRESSURE 11.5/60  
DESIGN TEMPERATURE 83/150 °C  
DA METER mm  
T/1 LENGTH mm  
CAPACITY m<sup>3</sup>/h

620-XF-101A/B-04  
LEAN AMINE CARBON FILTER  
DESIGN PRESSURE 11.5/60  
DESIGN TEMPERATURE 83/150 °C  
DA METER mm  
T/1 LENGTH mm  
CAPACITY 101.7 m<sup>3</sup>/h

620-F-103A/B  
LEAN AMINE MECHANICAL AFTER FILTER  
DESIGN PRESSURE 11.5/60  
DESIGN TEMPERATURE 83/150 °C  
DA METER mm  
T/1 LENGTH mm  
CAPACITY 101.7 m<sup>3</sup>/h

GENERAL NOTES:



**NOTE 5**  
 620-TK-101  
 LEAN AMMONIA MAKE-UP/STORAGE TANK  
 DESIGN TEMPERATURE 150.0 °C  
 DESIGN PRESSURE 0.15/-0.005 kg/cm<sup>2</sup>  
 DIMENSIONS 1500 mm  
 WEIGHT 754 kg  
 MATERIAL CAPACITY 1000 kg  
 INSULATION 75 mm

**NOTE 6**  
 620-TK-102  
 LEAN AMMONIA MAKE-UP/STORAGE TANK  
 DESIGN TEMPERATURE 150.0 °C  
 DESIGN PRESSURE 0.15/-0.005 kg/cm<sup>2</sup>  
 DIMENSIONS 1500 mm  
 WEIGHT 754 kg  
 MATERIAL CAPACITY 1000 kg  
 INSULATION 75 mm

**NOTE 7**  
 620-F-105  
 ACTIVATED CARBON FILTER  
 DESIGN TEMPERATURE 150.0 °C  
 DESIGN PRESSURE 0.15/-0.005 kg/cm<sup>2</sup>  
 DIMENSIONS 1075 mm  
 WEIGHT 1075 kg  
 MATERIAL CAPACITY 1000 kg  
 INSULATION 75 mm

**NOTE 8**  
 620-F-106  
 ACTIVATED CARBON FILTER  
 DESIGN TEMPERATURE 150.0 °C  
 DESIGN PRESSURE 0.15/-0.005 kg/cm<sup>2</sup>  
 DIMENSIONS 1075 mm  
 WEIGHT 1075 kg  
 MATERIAL CAPACITY 1000 kg  
 INSULATION 75 mm

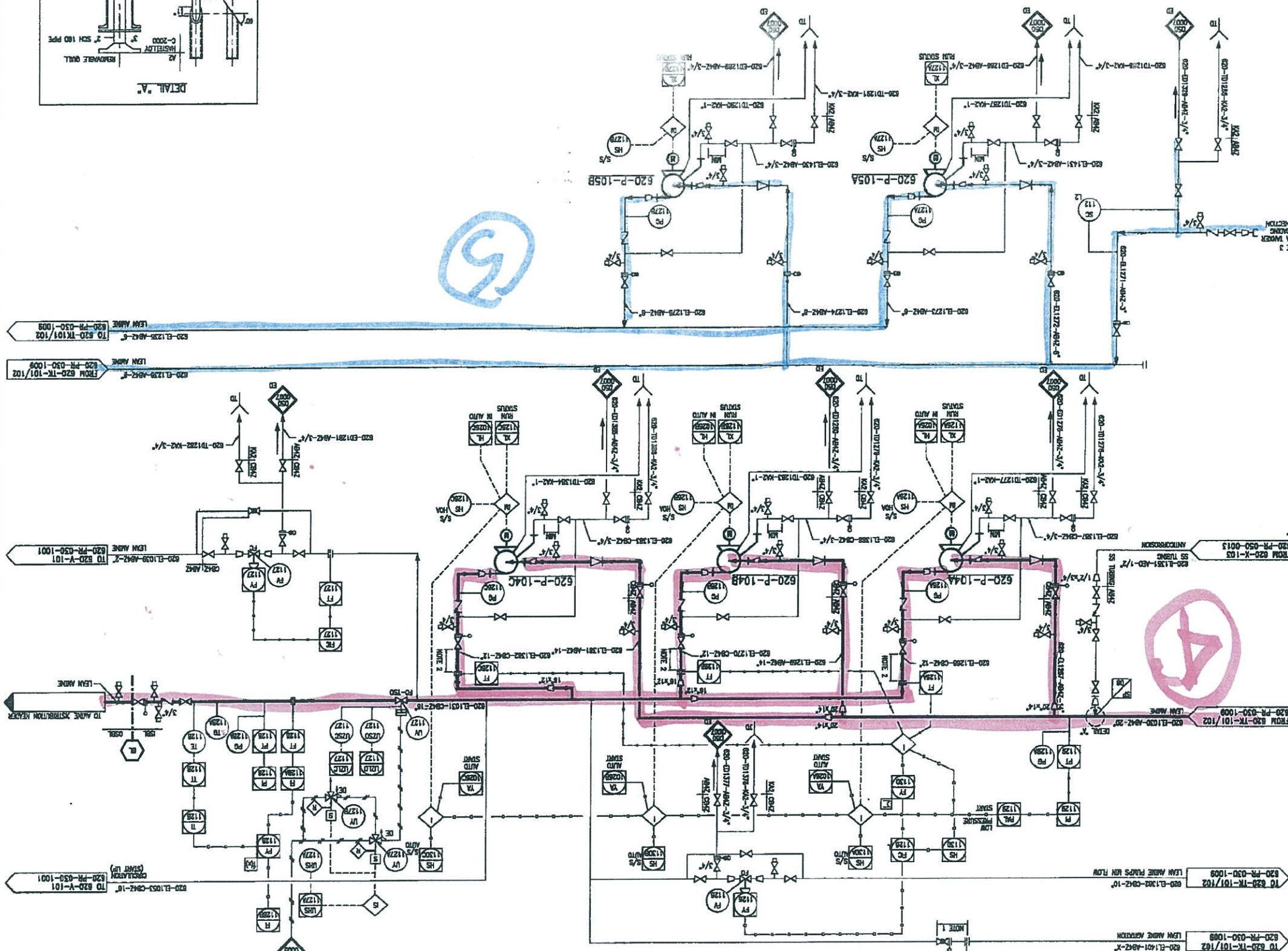
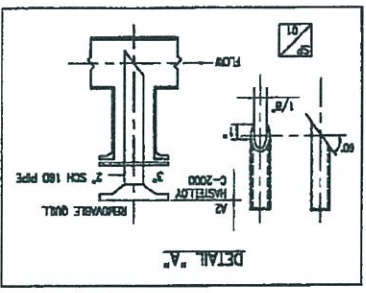
GENERAL NOTES:

LEAN AMINE CIRCULATION PUMPS  
620-P-104A/C  
620-P-104B/D  
620-P-105A/B

DESIGN PRESSURE 17.28 MPa  
DESIGN TEMPERATURE 24.04 °C  
DESIGN CYCLE (FLOD) 24.04 h  
DESIGN WEIGHT (FLOD) 17.28 t  
DESIGN POWER (FLOD) 587.2 kW  
DESIGN HEAD 17.10 m

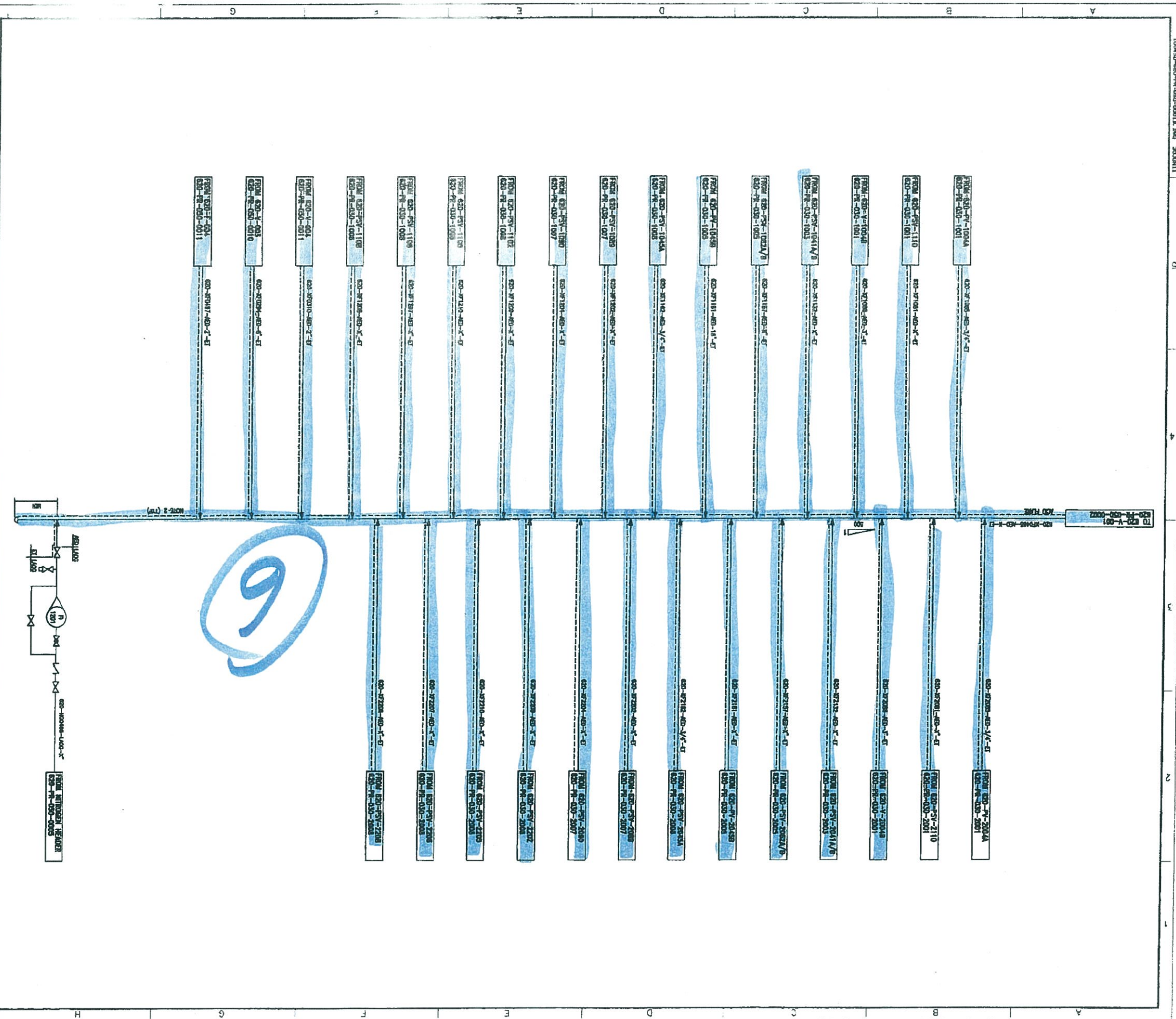
FRESH AMINE MAKE-UP  
UNLOADING/RE-CIRCULATION PUMPS

REQUIRED HEAD  
17.10 m  
DESIGN POWER (FLOD)  
587.2 kW  
DESIGN WEIGHT (FLOD)  
17.28 t  
DESIGN CYCLE (FLOD)  
24.04 h

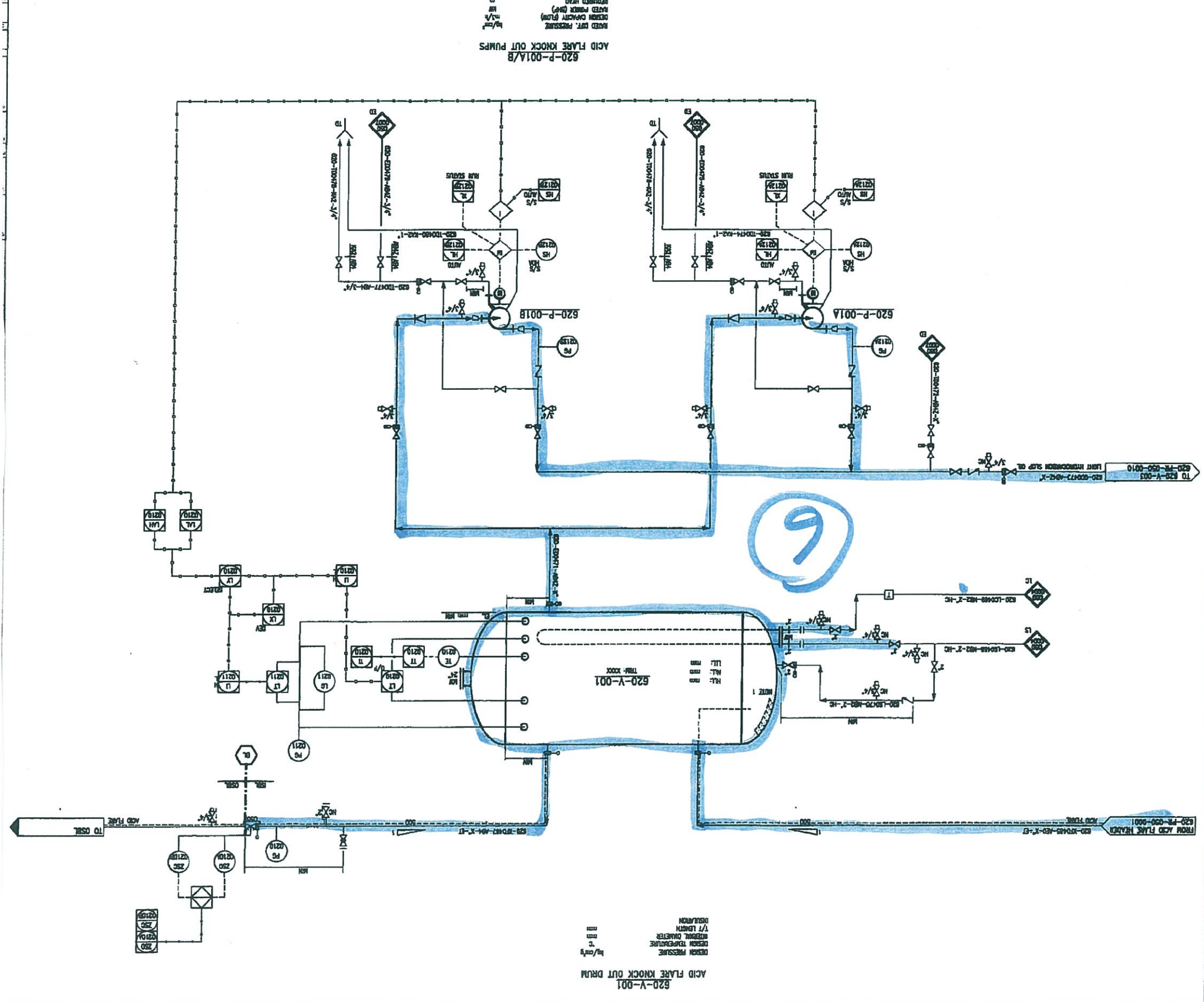


GENERAL NOTES:





GENERAL NOTES:

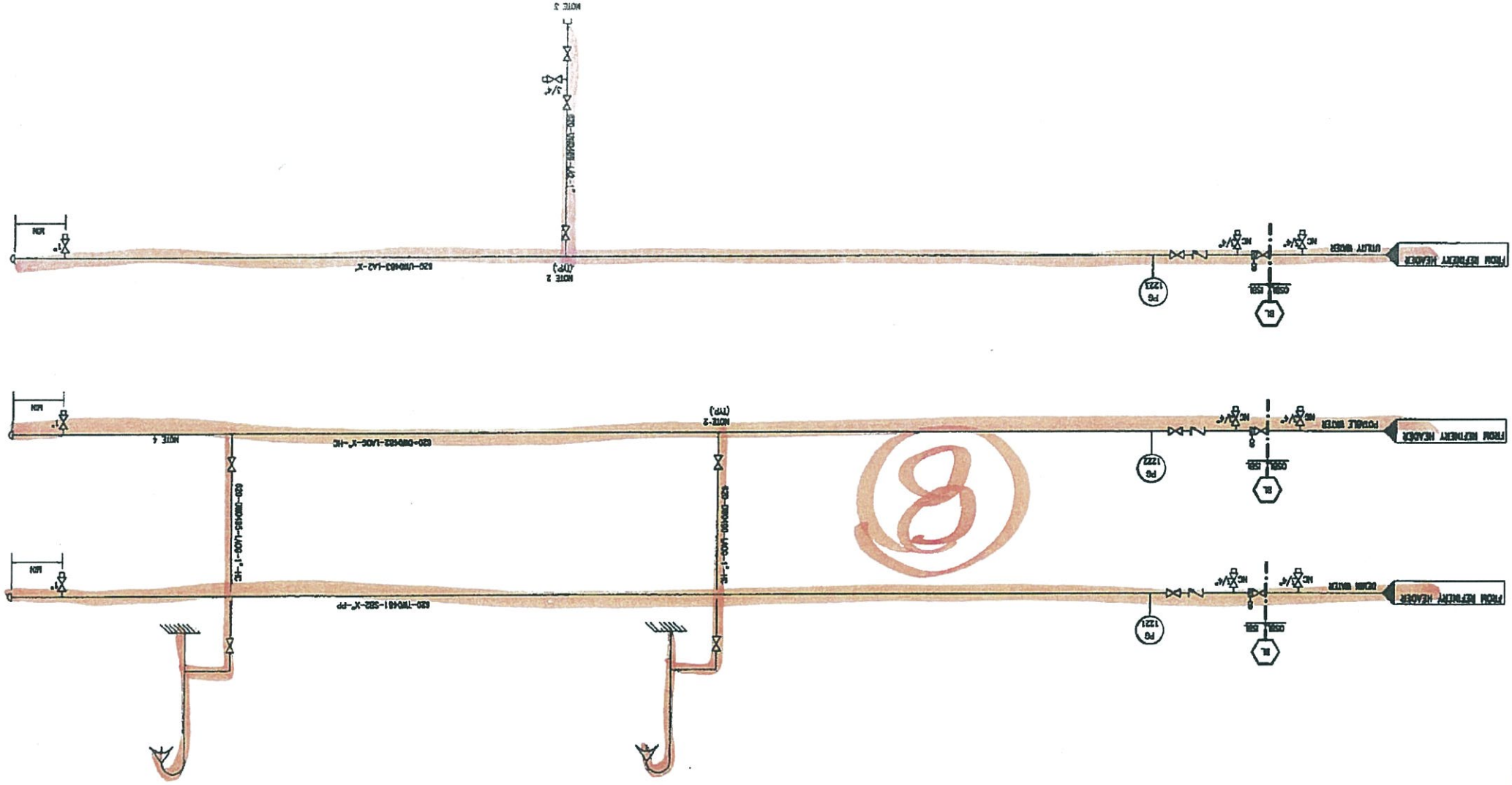


620-P-001A/B  
 ACID FLARE KNOCK OUT PUMPS  
 DESIGN PRESSURE (PSIG) 150  
 DESIGN TEMPERATURE (°F) 100  
 MATERIAL 316L SS  
 WEIGHT (LBS) 1000  
 HEIGHT (FT) 10

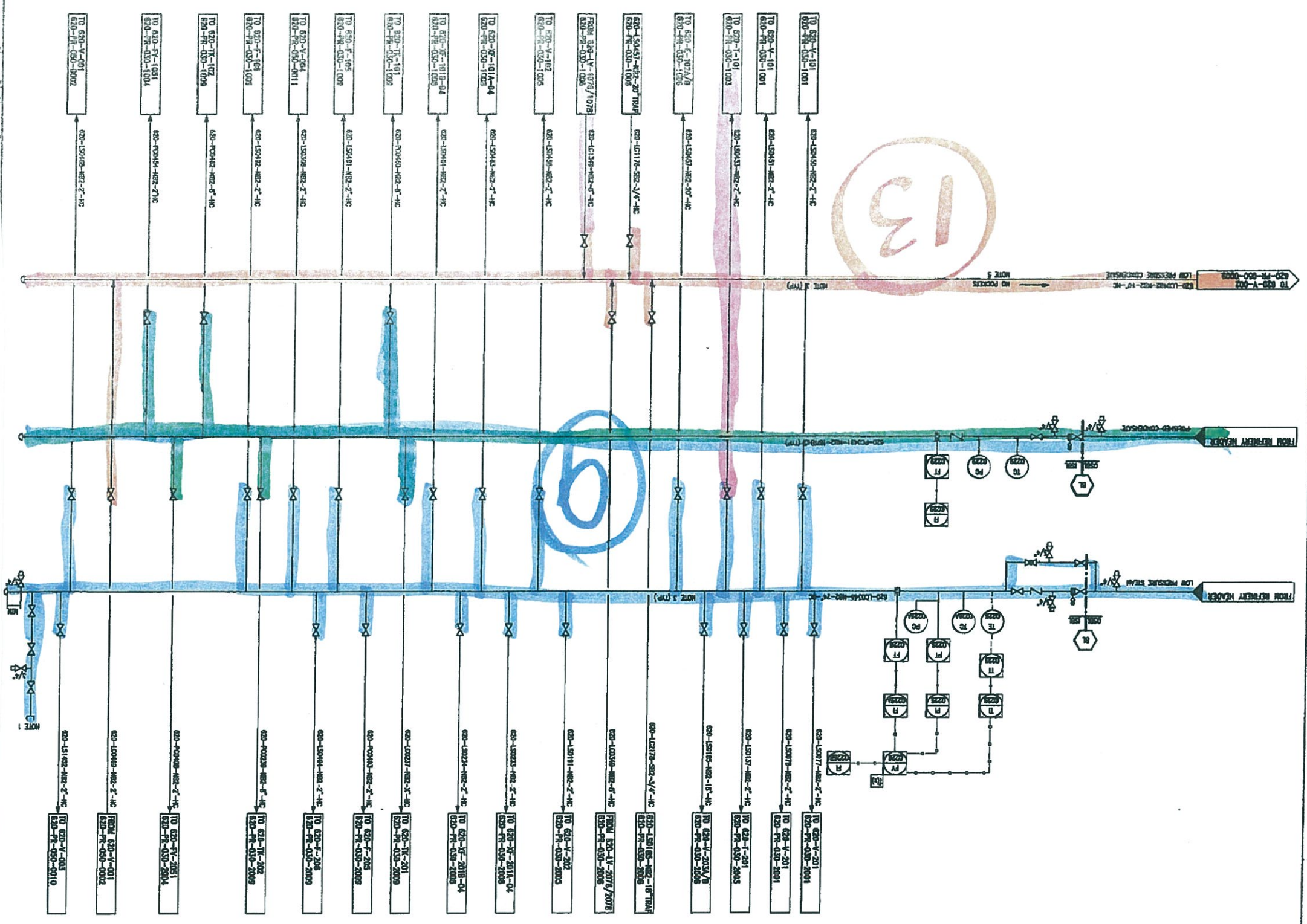
620-V-001  
 ACID FLARE KNOCK OUT DRUM  
 DESIGN PRESSURE (PSIG) 150  
 DESIGN TEMPERATURE (°F) 100  
 MATERIAL 316L SS  
 WEIGHT (LBS) 1000  
 HEIGHT (FT) 10

GENERAL NOTES:

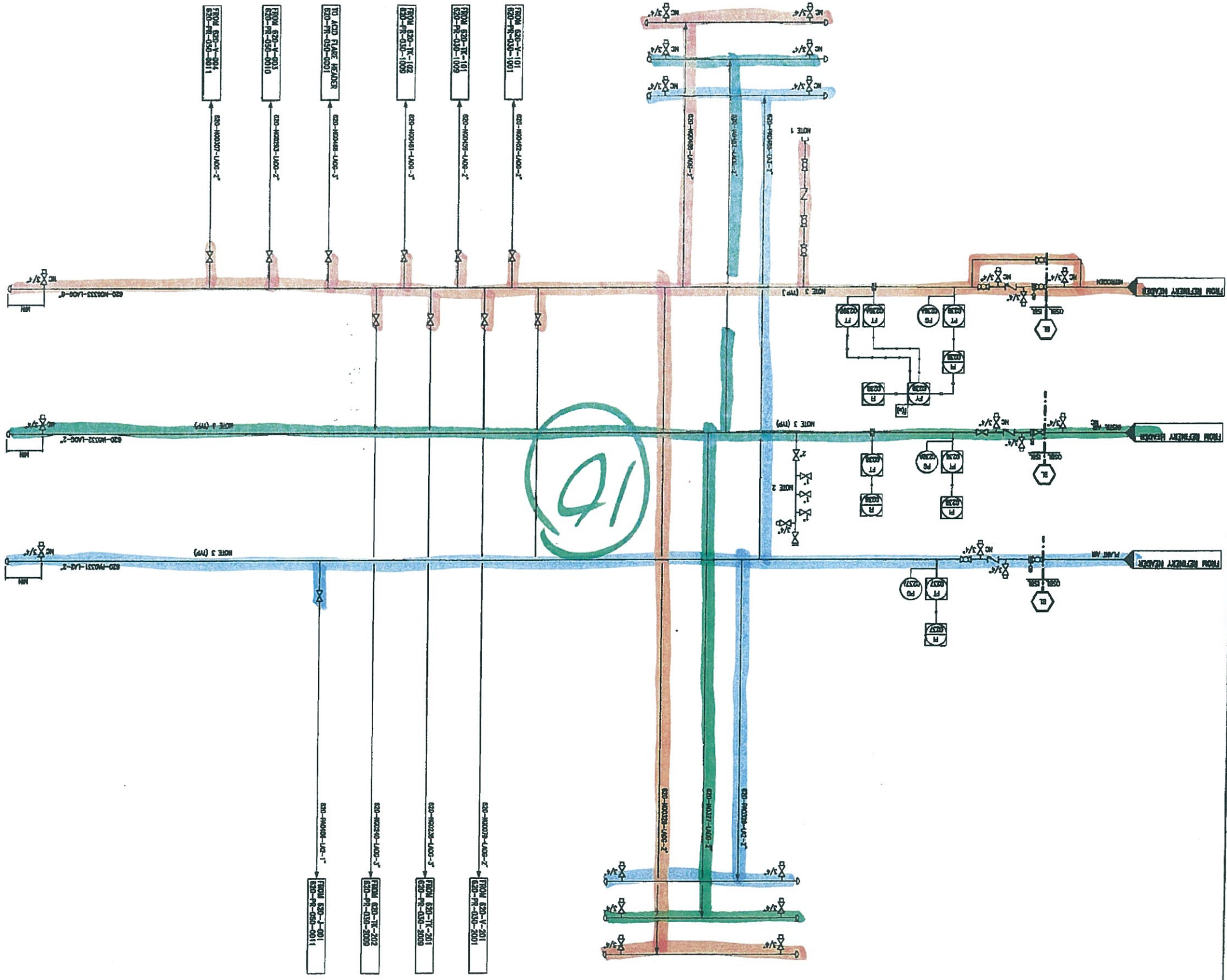




GENERAL NOTES:

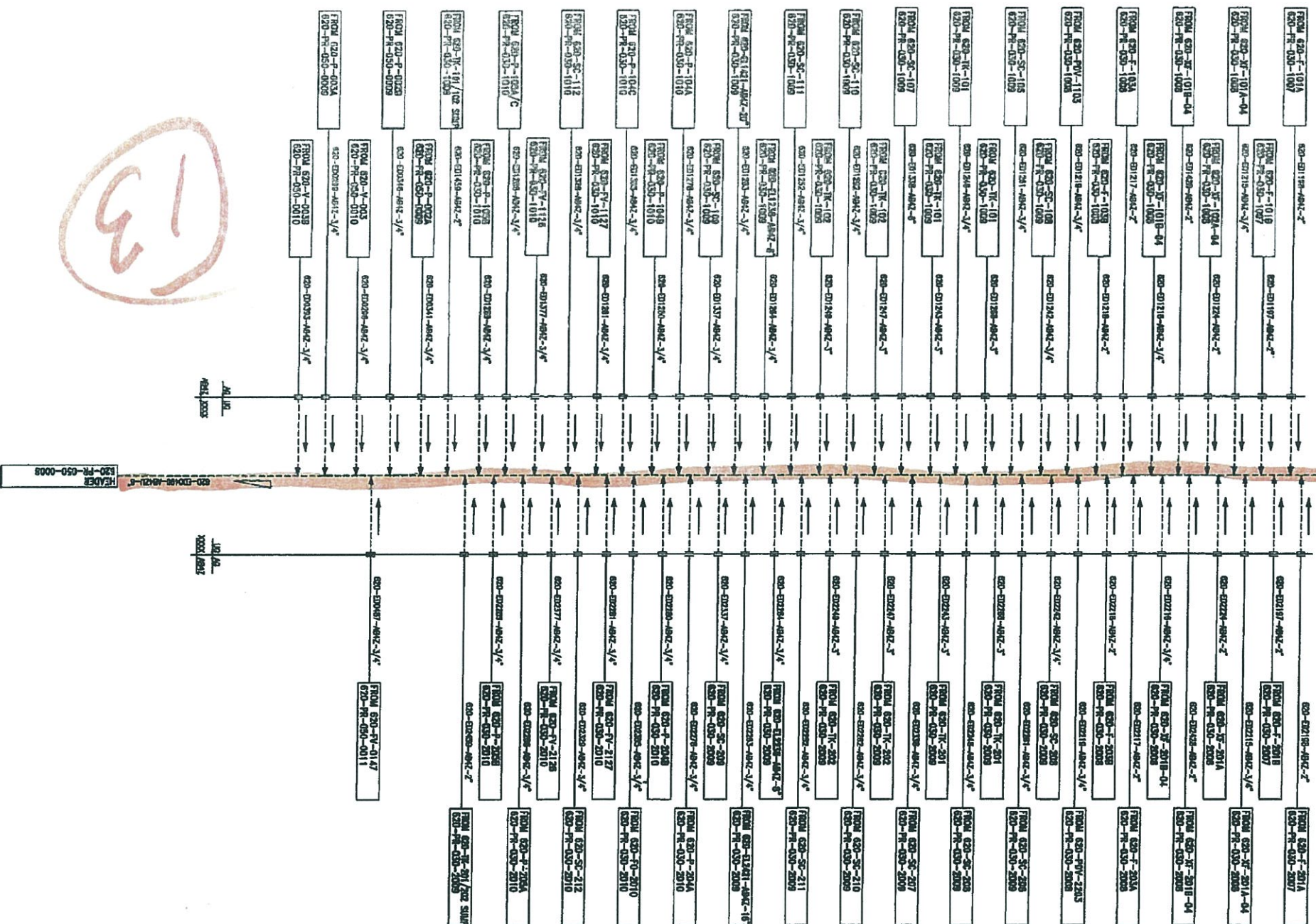


GENERAL NOTES:

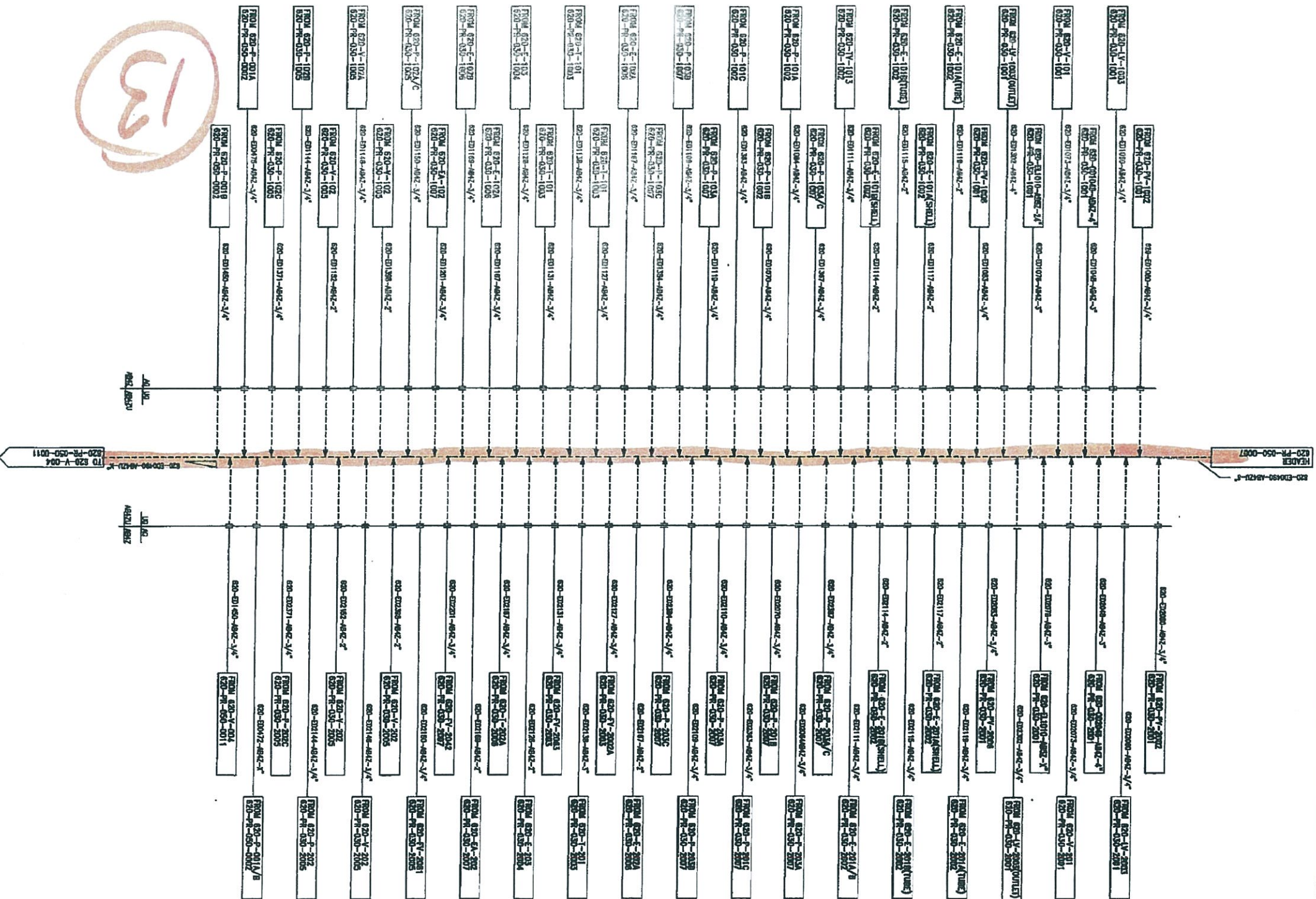


15

GENERAL NOTES:



13

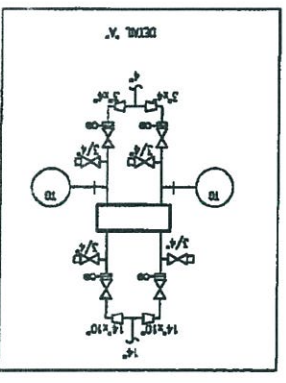
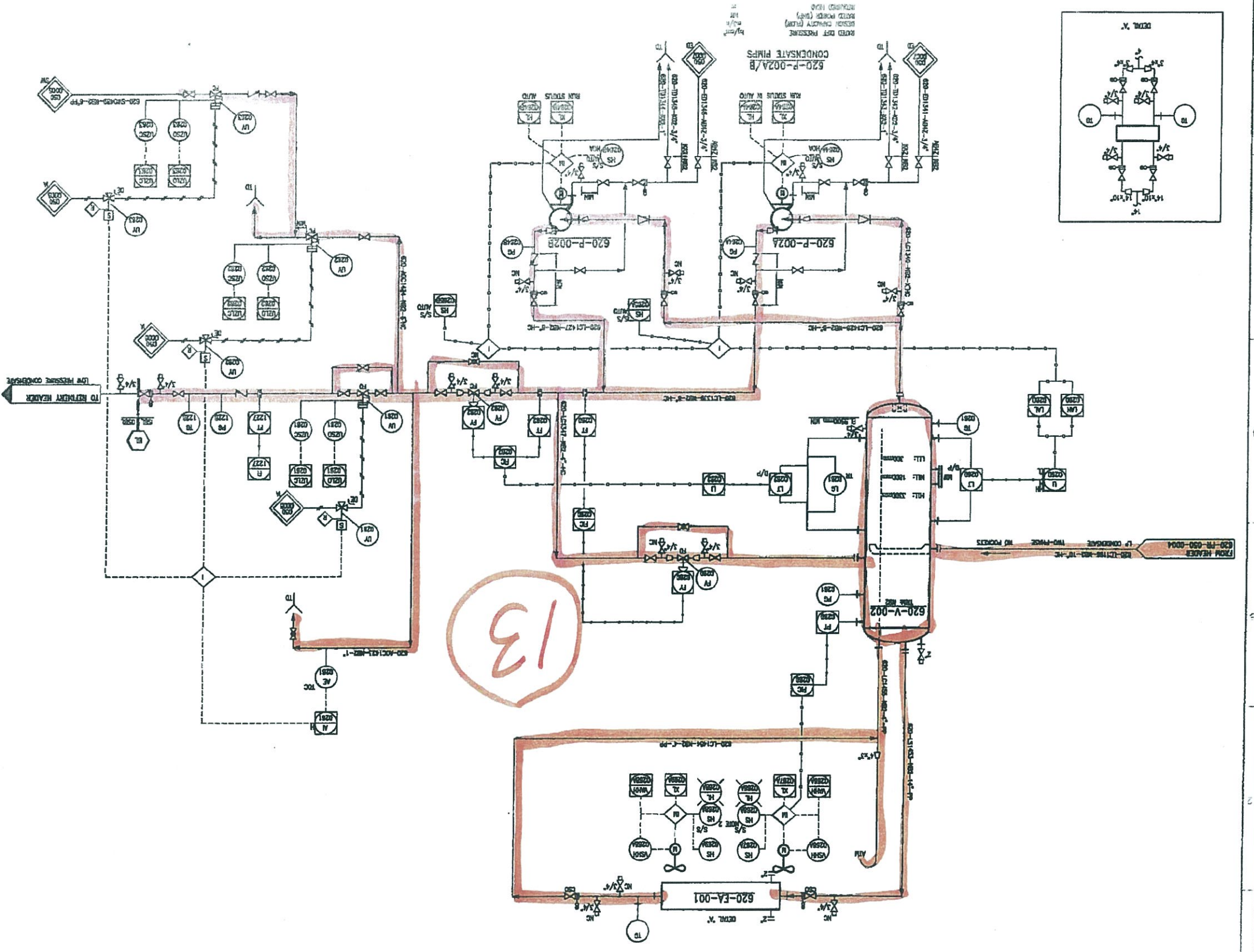


13

GENERAL NOTES:

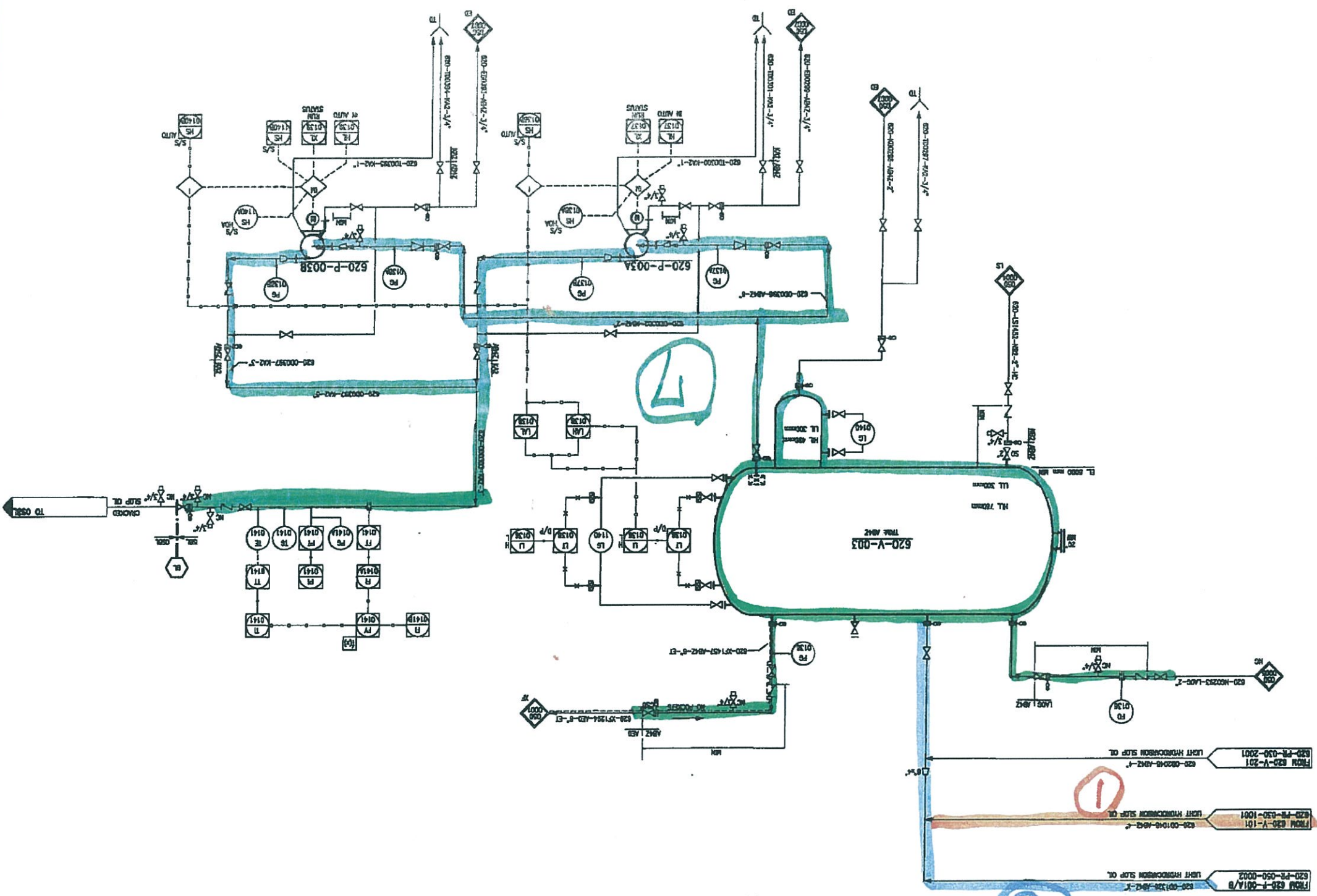
**620-V-002**  
 CONDENSATE FLASH DRUM  
 DESIGN PRESSURE 200/200 psia  
 DESIGN TEMPERATURE 300/300 °F  
 MATERIAL 304 SS  
 HEIGHT 2000 mm  
 INSULATION 2"

**620-EA-001**  
 EXHAUST STEAM CONDENSER  
 DESIGN PRESSURE 200/200 psia  
 DESIGN TEMPERATURE 300/300 °F  
 MATERIAL 304 SS  
 AREA (AM) 4.0/1.1  
 DWT 3.0/0.25  
 INSULATION 2"



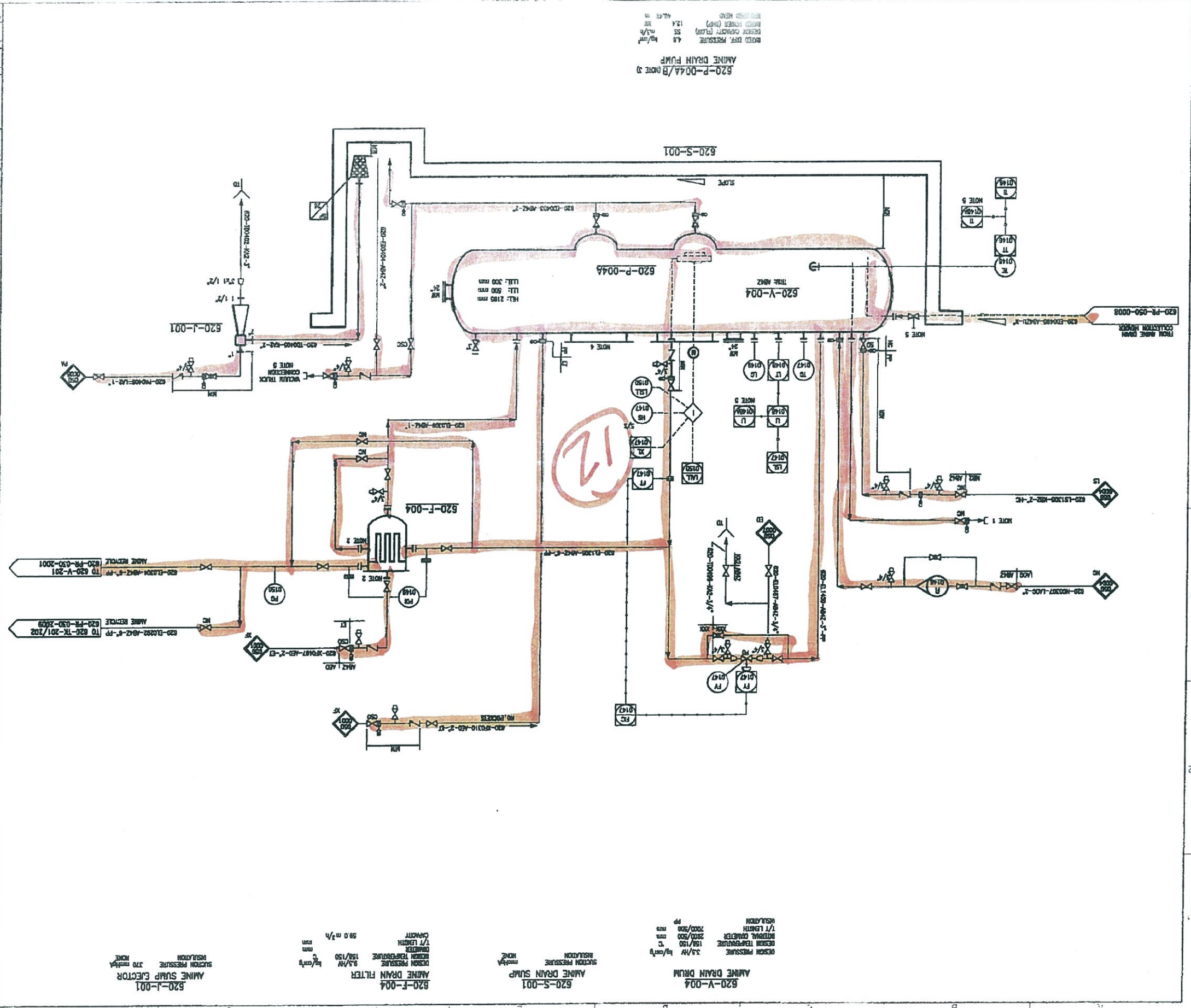
GENERAL NOTES:

620-P-003A/B  
LIGHT HYDROCARBON SLOP OIL PUMPS  
REVISED BY: P. J. ...  
DESIGN: ...  
DATE: ...



620-V-003  
LIGHT HYDROCARBON SLOP OIL DRUM  
DESIGN PRESSURE: 1.4 bar  
DESIGN TEMPERATURE: 80/150 °C  
REGIONAL STANDARD: 1200/200  
T/LENGTH: 2400/700 mm  
MATERIAL: INCLINATION

GENERAL NOTES:



620-P-0044/B (note 3)  
 AMINE DRAIN PUMP  
 4.8 hp/m<sup>3</sup>  
 55 m<sup>3</sup>/h  
 12.4 m

620-Y-004  
 AMINE DRAIN DRUM  
 2.2 m<sup>3</sup>  
 154/150 °C  
 200/200 mm  
 7000/200 mm  
 INSULATION

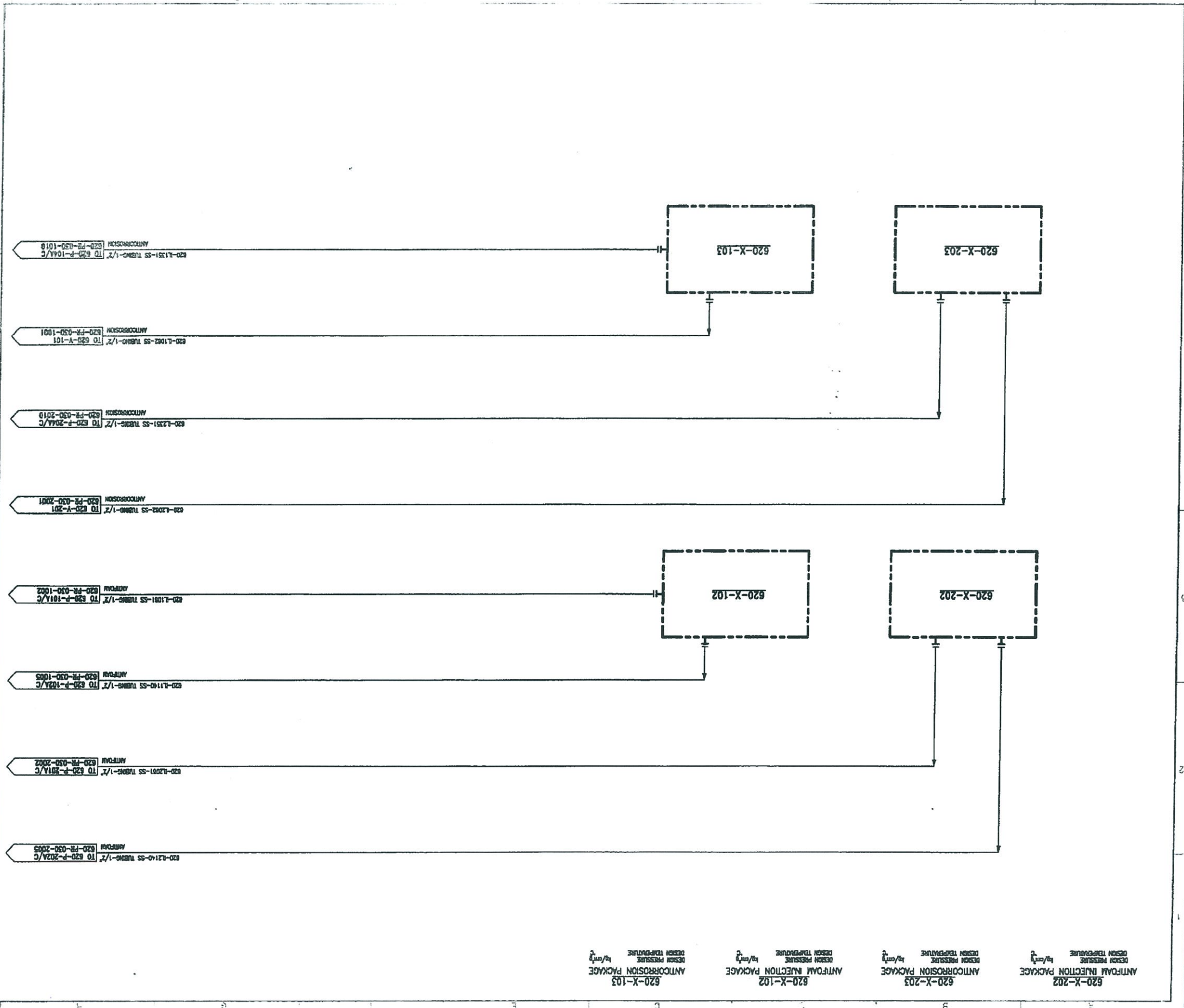
620-S-001  
 AMINE DRAIN PUMP  
 2.5 m<sup>3</sup>/h  
 150/150 mm  
 50.0 m<sup>3</sup>/h  
 INSULATION

620-F-004  
 AMINE DRAIN FILTER  
 2.5 m<sup>3</sup>/h  
 150/150 mm  
 50.0 m<sup>3</sup>/h  
 INSULATION

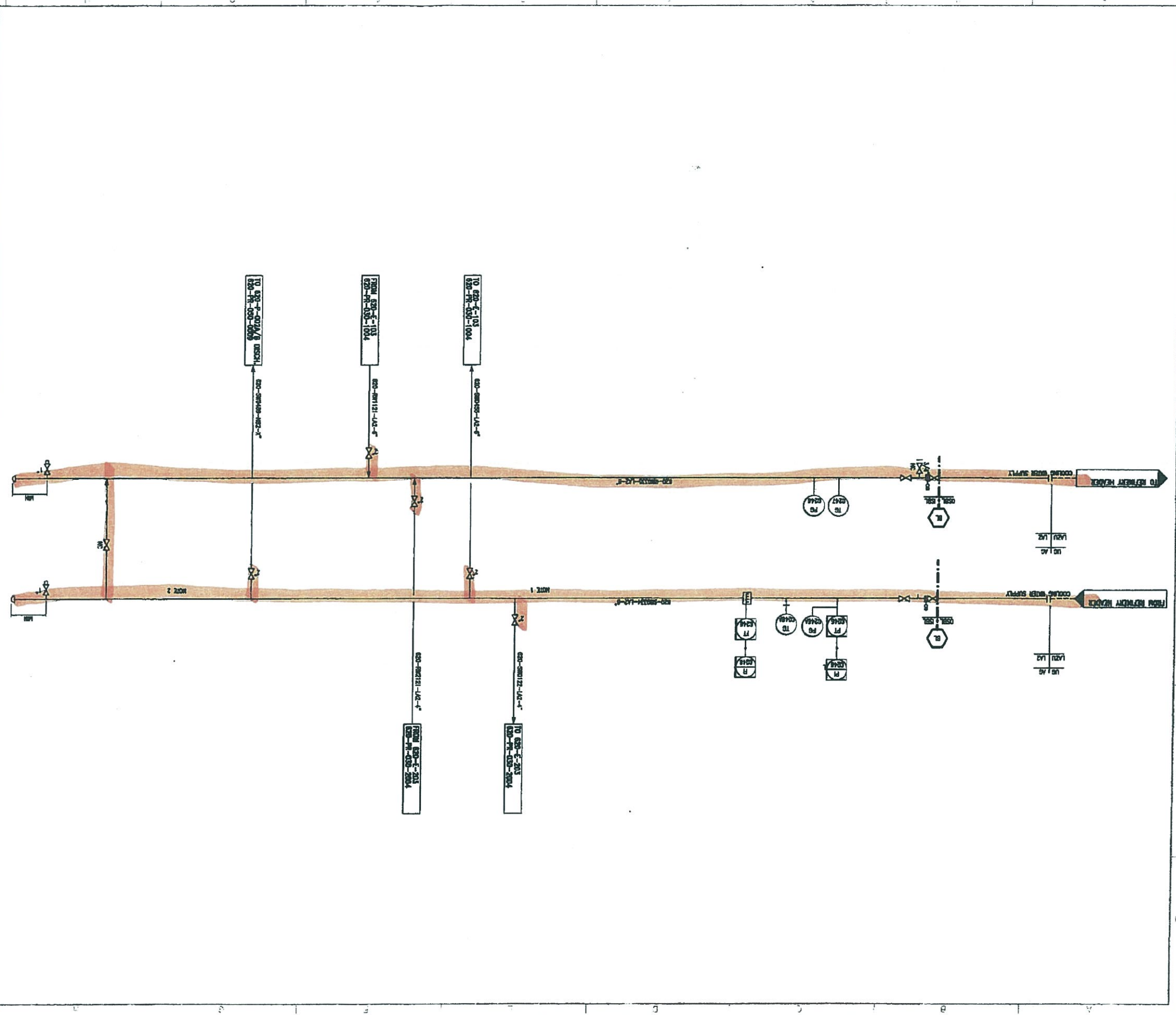
620-J-001  
 AMINE SWAMP EJECTOR  
 270 mm<sup>3</sup>/h  
 INSULATION

GENERAL NOTES:





GENERAL NOTES:



GENERAL NOTES:

## **ANEXO III**

## **SIMBOLOGIA**

FLUID ABBREVIATIONS

AIR SYSTEMS

- BA PROCESS AIR
- IA INSTRUMENT AIR
- PA PLANT AIR OR SERVICE AIR

PURGE AND VACUUM SYSTEMS

- BB PURGE
- CB CONTINUOUS PURGE
- SB RESIDUES

CONDENSATE SYSTEMS

- CC CLEAN CONDENSATE
- HC HIGH PRESSURE CONDENSATE
- MC MEDIUM PRESSURE CONDENSATE
- LC LOW PRESSURE CONDENSATE
- PC POLISHED CONDENSATE

DRAINAGE SYSTEMS

- AD ACID DRAIN
- AOC ACCIDENTALLY OIL CONTAMINATED
- BD BLOW DOWN
- CD CHEMICAL OR CONTAMINATED PRODUCT DRAIN
- COO COS DRAIN
- SCD CLOSED DRAIN
- ED AMINE DRAIN
- KD HYDROCARBON DRAIN
- MD SOLVENT
- ND PRODUCT DRAIN (NOT CONTAMINATED)
- OD SLOP OIL DRAIN
- RD AROMATIC DRAIN
- SD SANITARY DRAIN
- TD OILY WATER DRAIN
- XD XYLENE
- ZD BENZENE

PROCESS (NORMAL)

- P PROCESS
- Q SULFUR

GAS SYSTEMS

- AG ACETYLENE
- BG AMMONIA GAS
- CG CHLORINE
- CO CARBON MONOXIDE
- CO2 CARBON DIOXIDE
- EG EXHAUST GAS
- FG FUEL GAS
- GG NATURAL GAS
- HG HYDROGEN
- NG NITROGEN
- NGH HIGH PRESSURE NITROGEN
- NGP PURIFIED NITROGEN
- OG OXYGEN
- PG PROCESS GAS
- SG GAS WITH SULFUR
- SYN SYNGAS

SPECIAL LIQUID SERVICE

- AL ACID
- BL AMMONIA
- CL CAUSTIC
- EL AMINE
- FL CHEMICAL SOLUTION
- GL GLYCOL
- HL CHLORINE
- IL CHEMICAL INJECTION (DEEMULSIFIER, ETC.)
- KL HYDROCARBON SOLUTION
- ML METHANOL
- TZ ALKYL/TZ

VENT SYSTEMS

- AV VENT TO ATMOSPHERE (NOT FROM PSV)
- SF PRESSURE SAFETY VALVE TO ATMOSPHERE

FLARE SYSTEMS

- CF COLD FLARE
- HF HIGH PRESSURE FLARE
- LF LOW PRESSURE FLARE
- LLF LOW LOW PRESSURE FLARE
- NF GENERAL FLARE
- WF LIQUID FLARE
- XF ACID FLARE

SERVICE OIL SYSTEMS

- FO FUEL OIL
- HO HYDRAULIC OIL
- HSD HEAVY SEAL OIL
- HWD HEAVY FLUSHING OIL
- LO LUBRICANT
- LSO LIGHT SEAL OIL
- LWD LIGHT FLUSHING OIL
- MO MIST OIL
- SO SEAL OIL
- TO HOT OIL
- WO FLUSHING OIL

SOLID MATERIAL SYSTEMS

- ADP PELLETING ADDITIVES
- ADR REACTION ADDITIVES
- AP ASHES, PARTICULATES
- CM CATALYST
- DM CLAY
- PM PHOSPHATE
- PPG POLYPROPYLENE POWDER
- PPP POLYPROPYLENE PELLETS

REFRIGERANT SYSTEMS

- ER ETHANOL OR ETHYLENE
- FR FREON
- MR METHANE
- NR REFRIGERANT
- PR PROPANE OR PROPYLENE

STEAM SYSTEMS

- DS DILUTION STEAM
- HS HIGH PRESSURE STEAM
- VS INTERMEDIATE VERY HIGH PRESSURE STEAM
- LS LOW PRESSURE STEAM
- MS MEDIUM PRESSURE STEAM
- NS SATURATED STEAM
- VS VERY HIGH PRESSURE STEAM

WATER SYSTEMS

- AW ACID WATER
- BW BOILER FEED WATER
- CW CHLORINATED WATER
- DW POTABLE WATER
- FW FIREWATER
- GW WATER FOR COKE DRUM
- HW HOT WATER SUPPLY
- NW HOT WATER RETURN
- NW NON-POTABLE WATER (BRACKISH, SEA, ETC.)
- PW PROCESS WATER (FILTERED)
- QW COOLING WATER BY IMMERSION
- RW COOLING WATER RETURN
- SS STRIPPED SOUR WATER
- SW COOLING WATER SUPPLY
- TW TREATED WATER (DE-MINERALIZED)
- UW UTILITY WATER
- VW RAW WATER
- XW FLUSHING WATER
- YW WASTE WATER

LINE SYMBOLS

- SOLID LINE MAIN PROCESS LINE
- DASHED LINE SECONDARY PROCESS & UTILITY LINES
- DOTTED LINE ELECTRIC SIGNAL
- DASH-DOTTED LINE VENDOR PACKAGE
- THICK SOLID LINE PARALLEL TRAIN BREAK
- SQUARE WITH LINE STREAM NO.
- DIAGONAL LINE FLOW (kg/hr)
- Diamond TEMPERATURE (°C)
- Circle PRESSURE (kg/cm<sup>2</sup>g)
- Circle with 'm' PRESSURE (mmHg A)

PIPING SYMBOLS

- VALVE WITH HANDLE CONTROL VALVE
- VALVE WITH WHEEL MANUAL VALVE
- VALVE WITH WHEEL AND HANDLE SELF REGULATING VALVE
- VALVE WITH WHEEL AND HANDLE ACTUATED ON/OFF VALVE
- VALVE WITH WHEEL AND HANDLE REGULATOR WITH EXTERNAL PRESSURE TAP
- SCREWED CAP
- HOSE CONNECTION
- AIR COOLER LOUVER CONTROL
- DRAIN CUP (OPEN) \* INDICATES DRAINAGE SYSTEM

INSTRUMENT SYMBOLS

- A ANALYZER
- AC ANALYZER CONTROL
- FC FLOW CONTROL
- FI FLOW INDICATOR
- FO FLOW ORIFICE
- FY FLOW RATIO CALCULATOR
- FT FLOW TRANSMITTER
- FFC FLOW RATIO (FRACTION) CONTROL
- f(x) UNSPECIFIED FUNCTION
- HC HAND CONTROLLER
- HS HAND SWITCH
- IC CURRENT CONTROL
- I INTERLOCK
- LC LEVEL CONTROL
- LI LEVEL INDICATOR
- LS LEVEL SWITCH
- PC PRESSURE CONTROL
- PCV PRESSURE CONTROL VALVE (SELF ACTUATED)
- PDC PRESSURE DIFFERENTIAL CONTROL
- PI PRESSURE INDICATOR
- PS PRESSURE SWITCH
- SC SPEED CONTROL
- Σ SUMMATION
- TC TEMPERATURE CONTROL
- TDC TEMPERATURE DIFFERENTIAL CONTROL
- TI TEMPERATURE INDICATOR
- TS TEMPERATURE SWITCH
- VS VIBRATION SWITCH
- Greater Than Symbol GREATER THAN
- Lesser Than Symbol LESSER THAN
- LP LOW PRESSURE
- MP MEDIUM PRESSURE
- NC NORMALLY CLOSE
- NNF NORMALLY NO FLOW
- NO NORMALLY OPEN
- OPC OFF PAGE CONNECTOR
- PSV PRESSURE SAFETY VALVE
- PWHT POST WELD HEAT TREATMENT
- SP EXTERNAL SET POINT
- V VENT CONNECTION

OPC - PIPING

- 000-PR-010-0000 SERVICE FROM RIGHT IN
- 000-PR-010-0000 SERVICE TO RIGHT OUT
- 000-PR-010-0000 SERVICE FROM LEFT IN
- 000-PR-010-0000 SERVICE TO LEFT OUT

OPC - INSTRUMENT

- 000-PR-010-0000 SERVICE FROM RIGHT IN
- 000-PR-010-0000 SERVICE TO RIGHT OUT
- 000-PR-010-0000 SERVICE FROM LEFT IN
- 000-PR-010-0000 SERVICE TO LEFT OUT

OPC - BATTERY LIMITS

- 000-PR-010-0000 SERVICE FROM LEFT IN
- 000-PR-010-0000 SERVICE TO LEFT OUT
- 000-PR-010-0000 SERVICE TO RIGHT OUT
- 000-PR-010-0000 SERVICE FROM RIGHT IN

GENERAL NOTES:

NOTES:

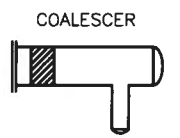
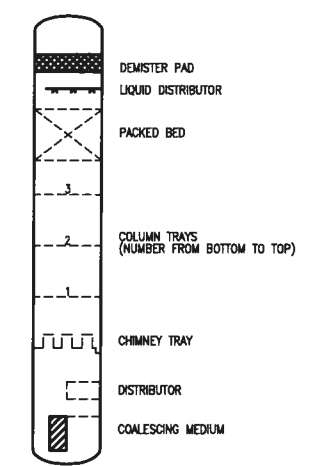
GENERAL ABBREVIATIONS

- ATM ATMOSPHERE
- BFW BOILER FEED WATER
- ESD EMERGENCY SHUTDOWN
- FI SIGHT FLOW INDICATOR
- H HAND HOLE
- HP HIGH PRESSURE
- HLL HIGH LIQUID LEVEL
- LC LOCKED CLOSED
- LO LOCKED OPEN

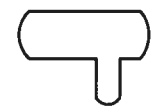
100-525-000-PR-010-0000E.DWG 15 JUL 11

EQUIPMENT SYMBOLS

VERTICAL VESSEL OR COLUMN



HORIZONTAL DRUM WITH BOOT



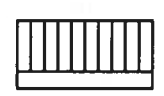
HORIZONTAL DRUM



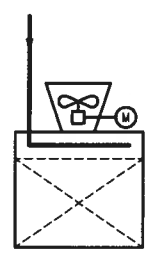
FILTERS



FILTER PRESS



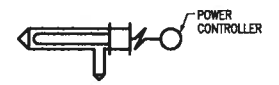
COOLING TOWER



HEAT EXCHANGERS



ELECTRIC HEATER



KETTLE REBOILER

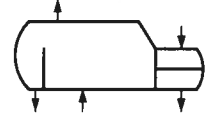
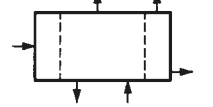


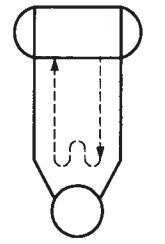
PLATE AND FRAME



SURFACE CONDENSER



WASTE HEAT BOILER



VERTICAL EXCHANGER



HEATING COIL

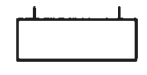


PUMPS

CENTRIFUGAL PUMP



MULTISTAGE HIGH PRESSURE CENTRIFUGAL PUMP



ROTARY PUMP



RECIPROCATING PUMP



VERTICAL PUMP



AIR DRIVEN DIAPHRAGM PUMP



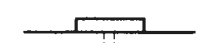
MOTOR DRIVEN DIAPHRAGM PUMP



MOTOR DRIVEN SUBMERSIBLE PUMP



VERTICAL SUMP PUMP



PROGRESSIVE CAVITY PUMP



COMPRESSORS

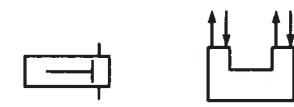
CENTRIFUGAL COMPRESSOR



ROTARY COMPRESSOR



RECIPROCATING COMPRESSOR



LIQUID SEAL TYPE



FAN AND BLOWER

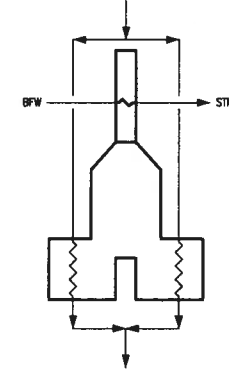


FIRED EQUIPMENT

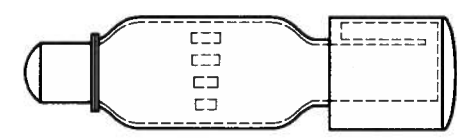
FIRED HEATER



TWO PASS TYPE FURNACE



FURNACE WITH BURNER (REFRACTORY LINED) AND WASTE HEAT BOILER



CONE BOTTOM HOPPER



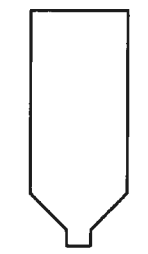
100450-000-PR-010-0003E.DWG 13 JUL 11

EQUIPMENT SYMBOLS

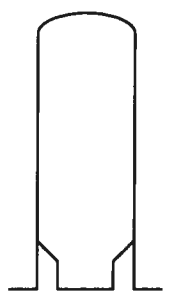
GENERAL NOTES:

TANKS, TOWERS AND DRUMS

DECOKING TANK

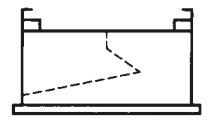


COKE DRUM



STORAGE TANK

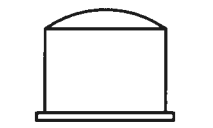
FLOATING ROOF TANK



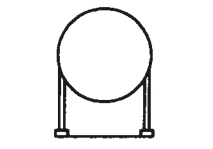
CONE ROOF TANK



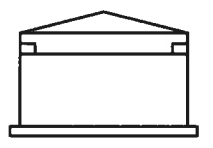
DOMED ROOF TANK



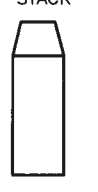
SPHERICAL TANK



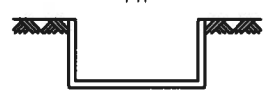
INTERNAL FLOATING ROOF TANK



STACK



PIT



MISCELLANEOUS EQUIPMENT

EJECTOR



STEAM TRAP



ATMOSPHERIC VENT (HOOK TYPE)



ATMOSPHERIC VENT (WITH HOOD)



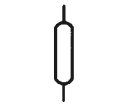
DEMISTER PAD (WITH BAFFLE RING)



DESUPERHEATER



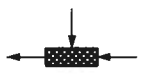
SILENCER



SULFUR SEAL (SULTRAP™)



STATIC MIXER



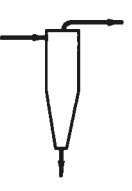
CARBON CANISTER



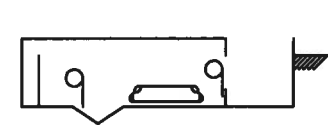
AIR INLET FILTER



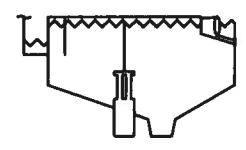
CYCLONE



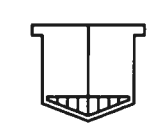
API SEPARATOR



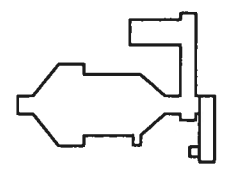
DAF UNIT



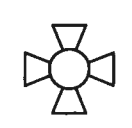
THICKENER / CLARIFIER



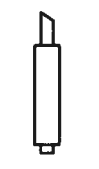
CENTRIFUGE



SWITCH VALVE



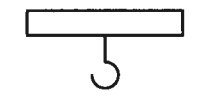
VENT SILENCER



VORTEX BREAKER



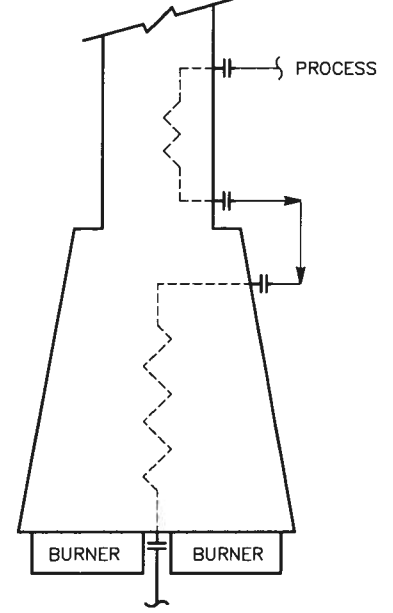
BRIDGE CRANE



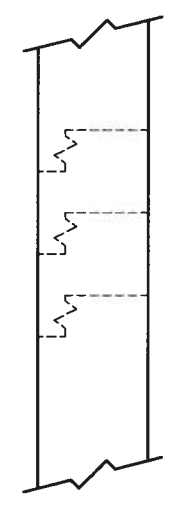
PIG LAUNCHER/RECEIVER



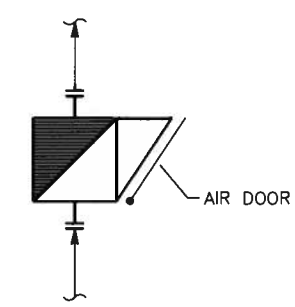
1-PASS COKER HEATER COMPONENT



COKER HEATER STACK



BURNER LEAD DUCT WITH AIR DOOR

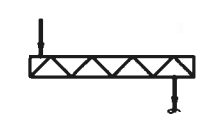


MATERIAL HANDLING

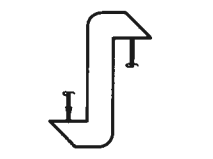
BELT CONVEYOR



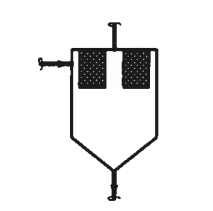
SCREW CONVEYOR



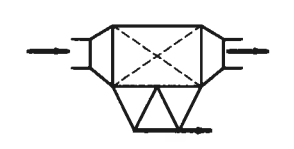
BUCKET ELEVATOR



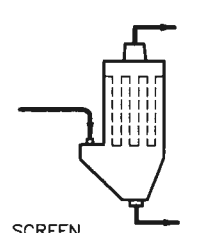
BAGHOUSE FILTER



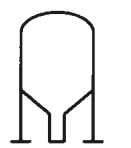
ELECTROSTATIC PRECIPITATOR



BAG FILTER



HOPPER



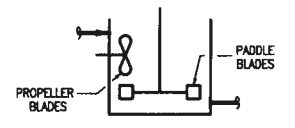
CRUSHER



SCREEN



MIXER OR AGITATOR



10045D-000-PR-010-0004E.DWG 13 JUL 11

(ALL TABLE TEXT) TB03-WHITE-0.13mm - ROMANS 3.5h SOR CASE --- TB03-WHITE-0.13mm - ROMAND 4h (ALL TABLE LINES) SW05-WHITE-0.13mm

GENERAL NOTES:

STREAM NUMBER	101	102	103	104	105	106										115
DESCRIPTION	MAKEUP GAS FROM BATTERY LIMITS	REFUX FROM CONTROL VALVE	ACID SETTLER EFFLUENT	AUXILIARY REBOILER EFFLUENT	MIX TO DISULFIDE SEPARATOR	HGO STRP VAPORS TO 010-P-114										
1 PHASE	VAPOR	LIQUID	L1/L2	V/L	V/L1/L2											
2 TEMPERATURE (°C)	123.4	123.4	123.4	123.4	123.4											
3 PRESSURE (kg/cm2g)	123.45	123.45	123.45	123.45	123.45											
4 STD.LIQ.VOL.FLOW (BPSD) (DRY)	-	123456	123456	123456	123456											
5 STD.LIQ.VOL.FLOW (m3/h) (WET)	-	12345.6	12345.6	12345.6	12345.6											
6 NOR.VAP.VOL.FLOW (Nm3/h) (WET)	12345.6	-	-	12345.6	12345.6											
7 MASS FLOW (kg/h) (WET)	123456	123456	123456	123456	123456											
8 SP.GR. (LIQ.)	-	1.2345	1.2345	1.2345	1.2345											
9 MW (VAP.)	123456	123456	123456	123456	123456											
10 LIQ. FLOW @ COND. (m3/h) (WET)	-	123456.7	123456.7	123456.7	123456.7											
11 VAP. FLOW @ COND. (m3/h) (WET)	1234.5	-	1234.5	1234.5	1234.5											
12 LIQ. DENSITY @ COND. (kg/m3)	-	123.4	123.4	123.4	123.4											
13 VAP. DENSITY @ COND. (kg/m3)	12.3	-	-	12.3	12.3											
14 LIQ. VISCOSITY (cP)	-	1.23	1.23	1.23	1.23											
15 WATER: LIQ. MASS FLOW (kg/h)	12.3	123456	123456	123456	123456											
16 WATER: VAP. MASS FLOW (kg/h)	123456	-	-	123456	123456											

NOTE 4

STREAM NUMBER	116															130
DESCRIPTION																
1 PHASE																
2 TEMPERATURE (°C)																
3 PRESSURE (kg/cm2g)																
4 STD.LIQ.VOL.FLOW (BPSD) (DRY)																
5 STD.LIQ.VOL.FLOW (m3/h) (WET)																
6 NOR.VAP.VOL.FLOW (Nm3/h) (WET)																
7 MASS FLOW (kg/h) (WET)																
8 SP.GR. (LIQ.)																
9 MW (VAP.)																
10 LIQ. FLOW @ COND. (m3/h) (WET)																
11 VAP. FLOW @ COND. (m3/h) (WET)																
12 LIQ. DENSITY @ COND. (kg/m3)																
13 VAP. DENSITY @ COND. (kg/m3)																
14 LIQ. VISCOSITY (cP)																
15 WATER: LIQ. MASS FLOW (kg/h)																
16 WATER: VAP. MASS FLOW (kg/h)																

STREAM NUMBER	131															145
DESCRIPTION																
1 PHASE																
2 TEMPERATURE (°C)																
3 PRESSURE (kg/cm2g)																
4 STD.LIQ.VOL.FLOW (BPSD) (DRY)																
5 STD.LIQ.VOL.FLOW (m3/h) (WET)																
6 NOR.VAP.VOL.FLOW (Nm3/h) (WET)																
7 MASS FLOW (kg/h) (WET)																
8 SP.GR. (LIQ.)																
9 MW (VAP.)																
10 LIQ. FLOW @ COND. (m3/h) (WET)																
11 VAP. FLOW @ COND. (m3/h) (WET)																
12 LIQ. DENSITY @ COND. (kg/m3)																
13 VAP. DENSITY @ COND. (kg/m3)																
14 LIQ. VISCOSITY (cP)																
15 WATER: LIQ. MASS FLOW (kg/h)																
16 WATER: VAP. MASS FLOW (kg/h)																

100450-000-PR-010-0005E.DWG 15.JUL.11

FLUID ABBREVIATIONS

AIR SYSTEMS

- BA PROCESS AIR
- IA INSTRUMENT AIR
- PA PLANT AIR OR SERVICE AIR

PURGE AND VACUUM SYSTEMS

- BB PURGE
- CB CONTINUOUS PURGE
- SB RESIDUES

CONDENSATE SYSTEMS

- CC CLEAN CONDENSATE
- HC HIGH PRESSURE CONDENSATE
- MC MEDIUM PRESSURE CONDENSATE
- LC LOW PRESSURE CONDENSATE
- PC POLISHED CONDENSATE

DRAINAGE SYSTEMS

- AD ACID DRAIN
- ADC ACCIDENTALLY OIL CONTAMINATED
- BD BLOW DOWN
- CAD CAUSTIC DRAIN
- CD CHEMICAL OR CONTAMINATED PRODUCT DRAIN
- COD COS DRAIN
- SCD CLOSED DRAIN
- ED AMINE DRAIN
- HD ACID DRAIN SEWER
- HSD HF ACID SURFACE WATER SEWER
- KD HYDROCARBON DRAIN
- MD SOLVENT
- ND PRODUCT DRAIN (NOT CONTAMINATED)
- OD SLOP OIL DRAIN
- RD AROMATIC DRAIN
- SD SANITARY DRAIN
- TD OILY WATER DRAIN
- XD XYLENE
- ZD BENZENE

FLARE SYSTEMS

- CF COLD FLARE
- HF HIGH PRESSURE FLARE
- LF LOW PRESSURE FLARE
- LLF LOW LOW PRESSURE FLARE
- NF GENERAL FLARE
- WF LIQUID FLARE
- XF ACID FLARE
- YF HF ACID FLARE

SOLID MATERIAL SYSTEMS

- ADP PELLETING ADDITIVES
- ADR REACTION ADDITIVES
- CM CATALYST
- DM CLAY
- PM PHOSPHATE
- PPG POLYPROPYLENE POWDER
- PPP POLYPROPYLENE PELLETS

GAS SYSTEMS

- AG ACETYLENE
- BG AMMONIA GAS
- CG CHLORINE
- CO CARBON MONOXIDE
- CO2 CARBON DIOXIDE
- EG EXHAUST GAS
- FG FUEL GAS
- GG NATURAL GAS
- HG HYDROGEN
- NG NITROGEN
- NHG HIGH PRESSURE NITROGEN
- NGP PURIFIED NITROGEN
- OG OXYGEN
- PG PROCESS GAS
- SG GAS WITH SULFUR
- SYN SYNGAS

SPECIAL LIQUID SERVICE

- AL ACID
- BL AMMONIA
- CL CAUSTIC
- COS COSOLVENT
- EL AMINE
- FL CHEMICAL SOLUTION
- GL GLYCOL
- HFL HYDRO FLUORIDE
- HL CHLORINE
- IL CHEMICAL INJECTION (DEEMULSIFIER, ETC.)
- KL HYDROCARBON SOLUTION
- ML METHANOL
- TZ ALKYL/TZ

SERVICE OIL SYSTEMS

- ASO ACID SOLUBLE OIL
- FO FUEL OIL
- HO HYDRAULIC OIL
- HSD HEAVY SEAL OIL
- HWO HEAVY FLUSHING OIL
- LO LUBRICANT
- LSO LIGHT SEAL OIL
- LWO LIGHT FLUSHING OIL
- MO MIST OIL
- SO SEAL OIL
- TO HOT OIL
- WO WASHING OIL

REFRIGERANT SYSTEMS

- ER ETHANOL OR ETHYLENE
- FR FREON
- MR METHANE
- NR REFRIGERANT
- PR PROPANE OR PROPYLENE

STEAM SYSTEMS

- VS VERY HIGH PRESSURE STEAM
- IVS INTERMEDIATE VERY HIGH PRESSURE STEAM
- DS DILUTION STEAM
- HS HIGH PRESSURE STEAM
- LS LOW PRESSURE STEAM
- MS MEDIUM PRESSURE STEAM
- NS SATURATED STEAM

WATER SYSTEMS

- AW SOUR WATER
- BW BOILER FEED WATER
- HBW HP BOILER FEED WATER
- CW CHLORINATED WATER
- MBW MP BOILER FEED WATER
- DW POTABLE WATER
- FW FIREWATER
- GW WATER FOR COKE DRUM
- HW HOT WATER SUPPLY
- HW HOT WATER RETURN
- NW NON-POTABLE WATER (BRACKISH, SEA, ETC.)
- PW PROCESS WATER (FILTERED)
- QW COOLING WATER BY IMMERSION
- RW COOLING WATER RETURN
- SS STRIPPED SOUR WATER
- SW COOLING WATER SUPPLY
- TW TREATED WATER (DE-MINERALIZED)
- UW UTILITY WATER
- VW RAW WATER
- XW FLUSHING WATER
- YW WASTE WATER

VENT SYSTEMS

- AV VENT TO ATMOSPHERE (NOT FROM SV)
- SF SAFETY VALVE TO ATMOSPHERE

PROCESS (NORMAL)

- P PROCESS
- Q SULFUR

LINE IDENTIFICATION

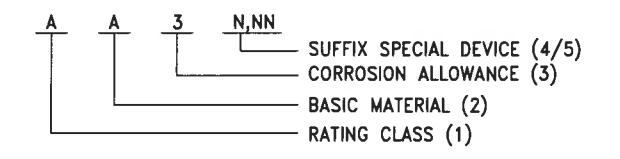
NOTE: THIS LINE NUMBER GUIDELINES ARE FOR REFERENCE ONLY. REFER TO THE PROJECT NUMBERING PROCEDURE. 10045D-000-GE-PR-005 (RDP-IB-000-GE-PR-005)

EACH PIPELINE WILL BE ASSIGNED AN INDIVIDUAL IDENTIFYING NUMBER THAT WILL APPEAR ON THE P&IDS THIS NUMBER WILL CHANGE AS THE PIPELINE CROSSES THE PHYSICAL BOUNDARY OF A UNIT

630-P1123-4431-6"-JA  
(A) (B) (C) (D) (E)

- (A) UNIT NUMBER, SEE DWG. 10045D-000-PR-030-0002 (RDP-IB-000-PR-030-0002)
  - (B) LINE NUMBER
    - FIRST LETTER(S): FLUID ABBREVIATION (THIS DRAWING)
    - SECOND NUMBER: TRAIN, OR SECTION NUMBER (USE "0" IF NOT APPLICABLE)
    - LAST THREE (3) NUMBERS: LINE NUMBER (001, 002, ETC)
  - (C) PIPING MATERIAL CLASS (SEE "PIPING MATERIAL CLASS CODE", BELOW)
  - (D) LINE SIZE
  - (E) TYPE OF INSULATION OR HEAT TRACING DESIGNATION (SEE "INSULATION / HEAT TRACING DESIGNATION" BELOW)
- NOTE: LINE NUMBERS FOR EACH FLUID TYPE WILL HAVE A SEPARATE NUMBERING SEQUENCE STARTING WITH "001"

PIPING MATERIAL CLASS CODE



LINE IDENTIFICATION

- |                             |                                     |
|-----------------------------|-------------------------------------|
| (1) RATING                  | (2) BASIC MATERIAL                  |
| A: ASME CLASS 125/150 FF/RF | A: CARBON STEEL (API 5L, A53)       |
| C: ASME CLASS 300 RF        | B: CARBON STEEL (KILLED A106)       |
| E: ASME CLASS 600 RF        | C: CARBON STEEL (LOW TEMP.)         |
| F: ASME CLASS 900 RF        | D: 304 SS / 304L SS                 |
| G: ASME CLASS 900 RJ        | E: 316 SS / 316L SS                 |
| H: ASME CLASS 1500 RJ       | F: 321 SS / 347 SS                  |
| J: ASME CLASS 2500 RJ       | G: ZECOR                            |
| UTILITY PIPE CLASSES        | H: 1-1/4CR - 1/2MO                  |
| K: ASME CLASS 125/150 FF/RF | J: 5CR - 1/2 MO                     |
| L: ASME CLASS 150 RF        | K: 9CR - 1MO                        |
| N: ASME CLASS 150 RF        | L: 2-1/4CR - 1MO                    |
| P: UOP SPECIAL SERVICE      | M: 2205 DUPLEX S.S.                 |
| R: ASME CLASS 300 RF        | N: INCOLOY ALLOY 800 / INCONEL 625  |
| S: ASME CLASS 600 RF        | P: 1CR-1/2MO - 1/2HI                |
| T: ASME CLASS 900 RJ        | S: MONEL                            |
| U: ASME CLASS 1500 RJ       | T: CARBON STEEL TEFLON LINED        |
|                             | V: HASTELLOY                        |
|                             | W: ALLOY 20                         |
|                             | X: H.D.P.E                          |
|                             | Y: PVC/CPVC                         |
|                             | Z: FIBERGLASS REINFORCED PIPE (FRP) |

(3) CORROSION ALLOWANCE

- 0: 0.0 MM
- 1: 1.0 MM
- 2: 1.6 MM
- 3: 2.5 MM
- 4: 3.2 MM
- 5: 4.5 MM
- 6: 6.0 MM

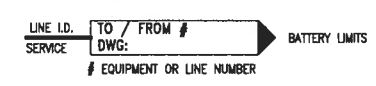
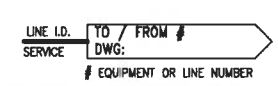
(4/5) SUFFIX SPECIAL SERVICE

- A: ASME BOILER CODE
- B: SULFURIC ACID (93%-98%)
- C: CAUSTIC
- D: DUCT PIPING (DUCTWORK PIPING)
- E: OUTSIDE BATTERY LIMITS (OBL)
- G: GALVANIZED
- H: HYDROGEN
- J: JACKET NON SOUR
- L: SLURRY
- M: CATEGORY M
- N: NACE
- P: SEA WATER
- S: SEVERE SOUR SERVICE
- T: CATALYST
- U: UNDERGROUND
- Y: STEAM TRACING (COPPER / SS)
- Y1: TUBING (CS)
- Y2: PIT (PRE-INNOVATED TUBING (COPPER/SS))
- X: JACKET SOUR
- Z: AMINE (ALL C.S. WELDS STRESS RELIEVED)
- 1: SAME MATERIAL WITH DIFFERENT VALVES

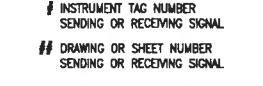
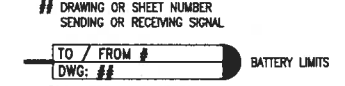
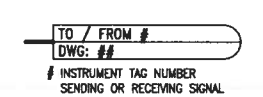
INSULATION/HEAT TRACING DESIGNATION

- (1) TYPE OF INSULATION:
  - IA - ACOUSTIC
  - CC - COLD INSULATION
  - HC - HEAT CONSERVATION
  - PP - PERSONNEL PROTECTION
- (2) TYPE OF HEAT TRACING:
  - ET - ELECTRIC TRACING
  - SJ - STEAM JACKETING
  - ST - STEAM TRACING

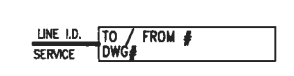
PROCESS SHEET CONNECTIONS



INSTRUMENTS SHEET CONNECTIONS



UTILITIES SHEET CONNECTIONS

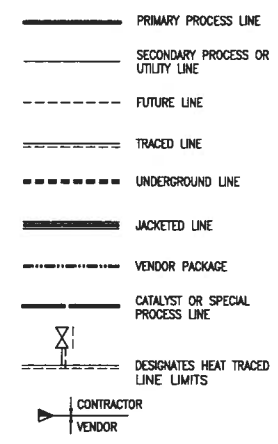


10045D-000-PR-030-0003P-1.DWG [5 JUL 11]

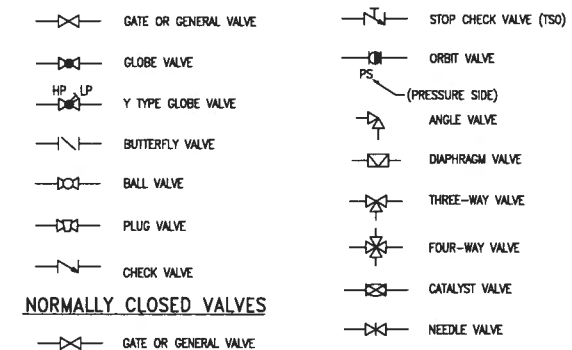


GENERAL NOTES:

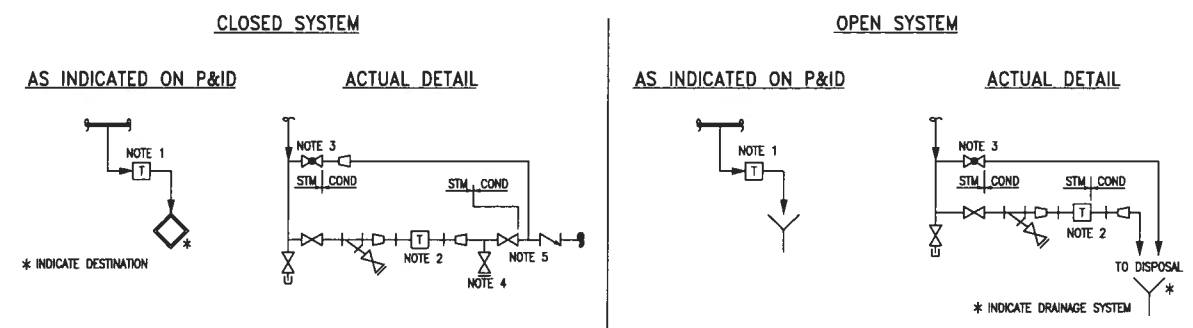
PIPING LINES



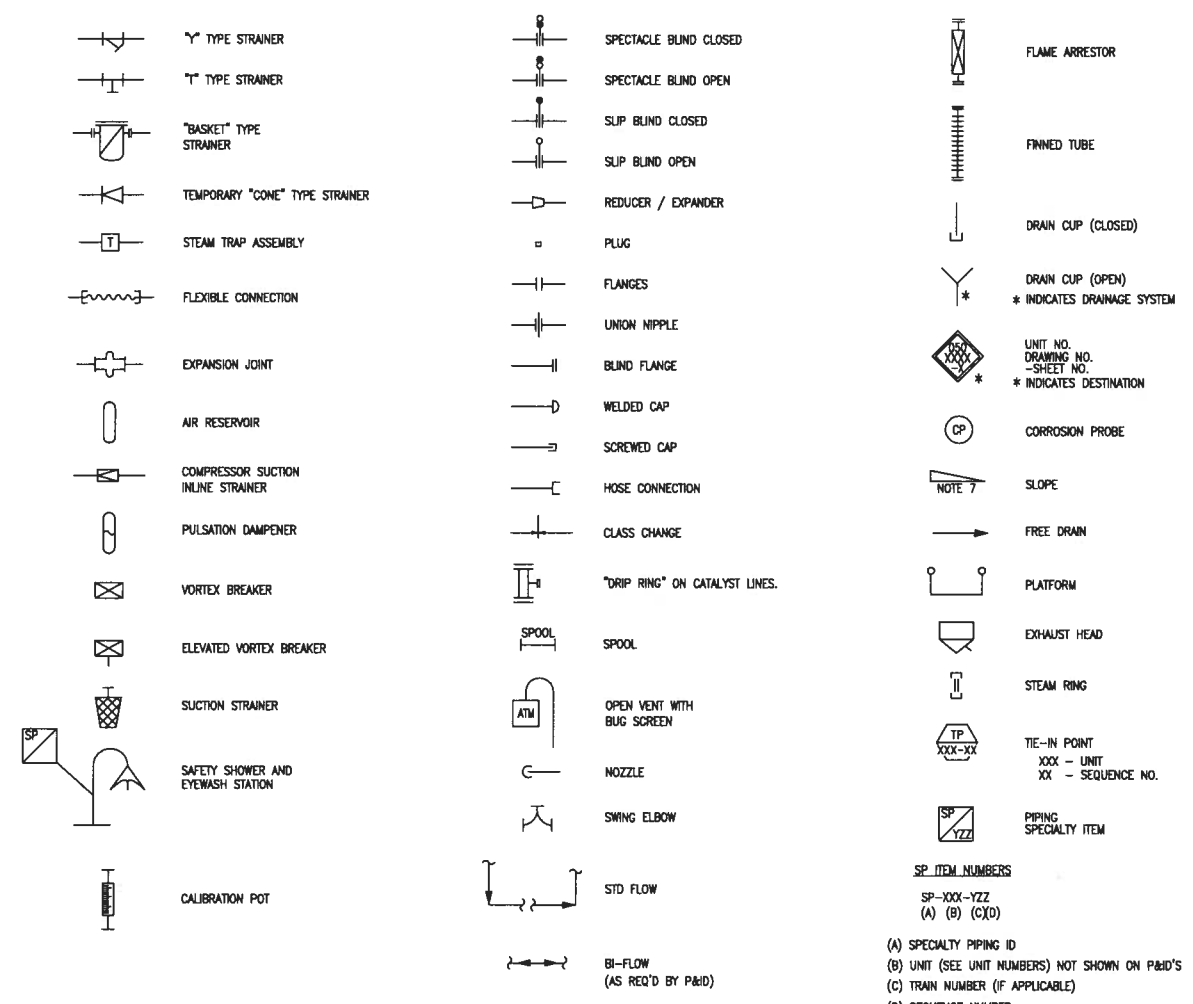
VALVES



STEAM TRAP DETAILS



PIPING FITTINGS



GENERAL ABBREVIATIONS

AG	ABOVE GROUND	H	HAND HOLE	NO	NORMALLY OPEN
AOC	ACCIDENTALLY OIL-CONTAMINATED WASTEWATER	HLL	HIGH LIQUID LEVEL	OPC	OFF PAGE CONNECTOR
ATM	ATMOSPHERE	HHLL	HIGH HIGH LIQUID LEVEL	OSBL	OUTSIDE BATTERY LIMIT
BFW	BOILER FEED WATER	HP	HIGH PRESSURE	PSV	PRESSURE SAFETY VALVE
BOD	BIOLOGICAL OXYGEN DEMAND	HPV	HIGH POINT VENT	PV	PROCESS VARIABLE
CAP	CAPACITANCE	HOA	HAND OFF AUTO	S/S	START/STOP
COC	CONTINUALLY OIL-CONTAMINATED WASTE WATER	ID	INSIDE DIAMETER	SC	SAMPLE CONNECTION
COND	CONDUCTIVITY	INT	INTERFACE	SH	SAFETY SHOWER
CSC	CAR SEAL CLOSED	IP	INTERMEDIATE PRESSURE	SP	EXTERNAL SET POINT
CSD	CAR SEAL OPEN	ISBL	INSIDE BATTERY LIMIT	SO	STEAM OUT CONNECTION
D/P	DIFFERENTIAL PRESSURE	LLL	LOW LIQUID LEVEL	SOL	SLOP
DE	DENERGIZE	LLLL	LOW LOW LIQUID LEVEL		
DISP	DISPLACER	LC	LOCKED CLOSED	T	TURBINE
DSW	DOMESTIC SEWER WASTEWATER	LO	LOCKED OPEN	TOC	TOTAL ORGANIC CONTENT
EL	ELEVATION	LP	LOW PRESSURE	TS	TEMPORARY STRAINER
ESD	EMERGENCY SHUTDOWN	LPD	LOW POINT DRAIN	TSO	TIGHT SHUT-OFF
EV	EMERGENCY ISOLATION VALVE	M	MOTOR	TYP	TYPICAL
EW	EYE WASH	MAG	MAGNETIC	T/T	TANGENT TO TANGENT
FC	FAIL CLOSED (VALVE TO CLOSE)	MAX	MAXIMUM	UC	UTILITY CONNECTION
		MIN	MINIMUM	UG	UNDERGROUND
FL	FAIL LOCKED (LAST POSITION)	MP	MEDIUM PRESSURE	US	UTILITY STATION
FO	FAIL OPEN (VALVE TO OPEN)	MW	MANWAY	V	VENT CONNECTION
FP	FULL PORT	NC	NORMALLY CLOSED	W/E	WITH EQUIPMENT (DESIGNATES COMPONENTS SUPPLIED AS PART OF A PACKAGED EQUIPMENT)
FV	FULL VACUUM	NCW	NON-CONTAMINATED WATER	XCV	STEAM TRAP - ALL TRAPS OTHER THAN BALL FLOAT TYPE
GC	GAS CHROMATOGRAPH	NIL	NORMAL INTERFACE LEVEL		
GO	GEAR OPERATOR	NLL	NORMAL LIQUID LEVEL		
		NNF	NORMALLY NO FLOW		

NOTE 6 UNITS OF MEASURE

°C	TEMPERATURE	m <sup>3</sup> /h	LIQUID FLOWRATE	kg	WEIGHT
kg/cm <sup>2</sup> (g)	PRESSURE (PSIG FOR INSTRUMENT AIR)	Nm <sup>3</sup> /h	VAPOR FLOWRATE	kg/m <sup>3</sup>	DENSITY
mm Hg (v)	VACUUM PRESSURE	m <sup>3</sup>	VOLUME	Gcal/h	DUTY
KW, MW	POWER	m <sup>2</sup>	AREA	IN (NPS)	PIPE DIAMETER

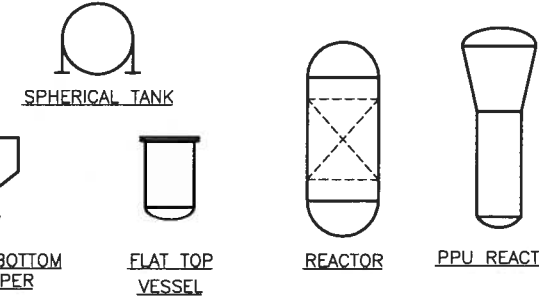
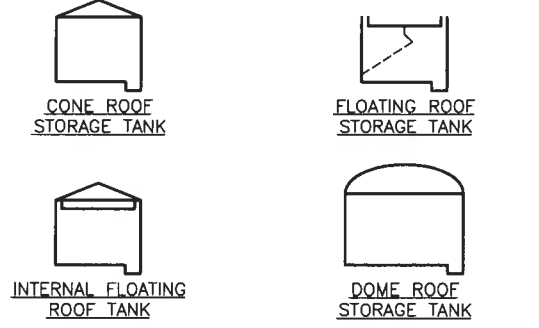
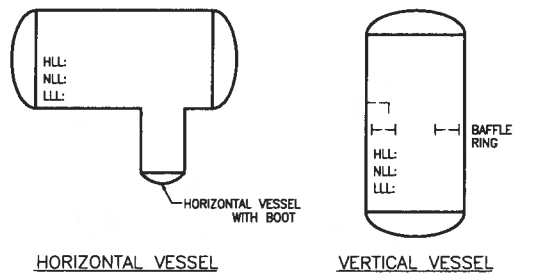
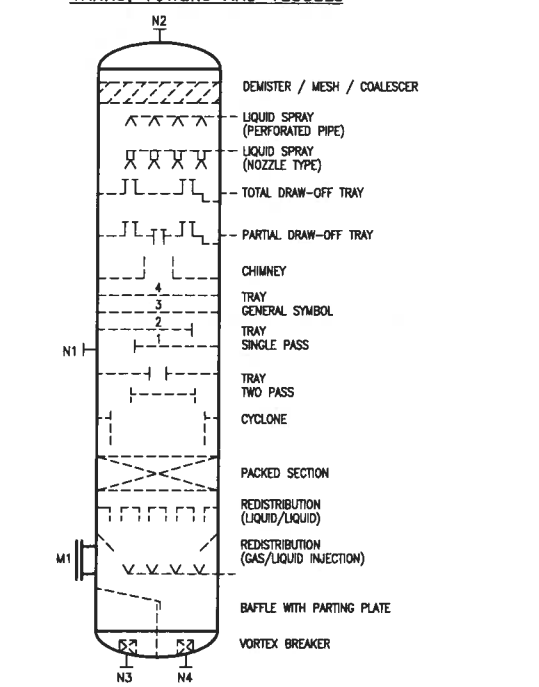
100450-000-PR-000000-2.DWG 15 JUL 11

EQUIPMENT NUMBERS

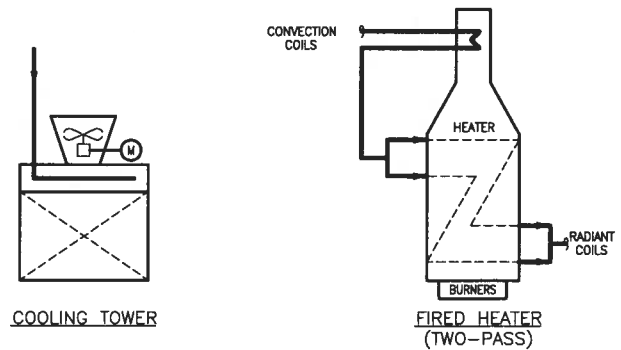
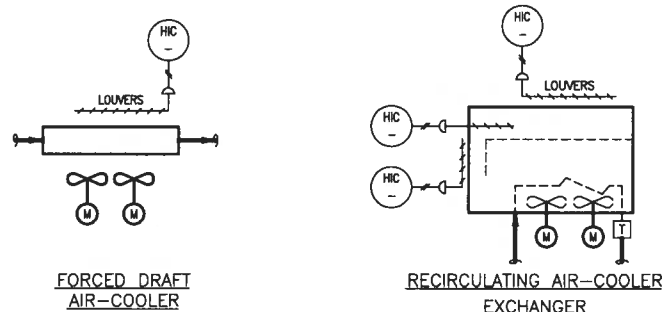
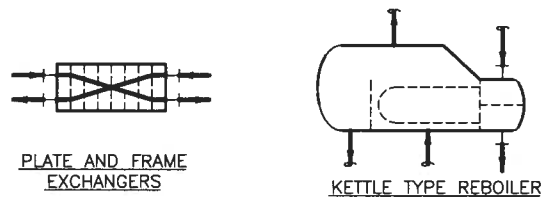
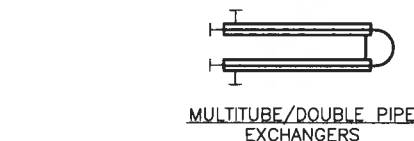
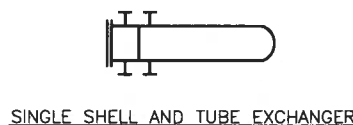
XXX-XX-XXXA/B  
(A) (B) (C) (D)

- (A) UNIT (SEE UNIT NUMBERS)  
(B) PREFIX LETTER (SEE NOTE 1 & 2)  
(C) SEQUENCE NUMBER (ASSIGN 1ST DIGIT TO TRAIN OF SECTION NUMBER)  
(D) SUFFIX (NOTE: INSERT SERIAL NUMBER IN PACKAGE UNIT IN FRONT OF SUFFIX FOR EQUIPMENT IN A PACKAGED SYSTEM)

TANKS, TOWERS AND VESSELS



EXCHANGERS

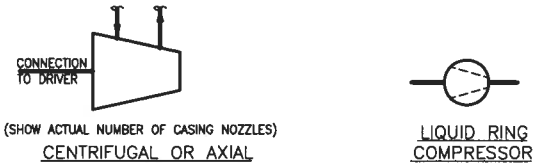
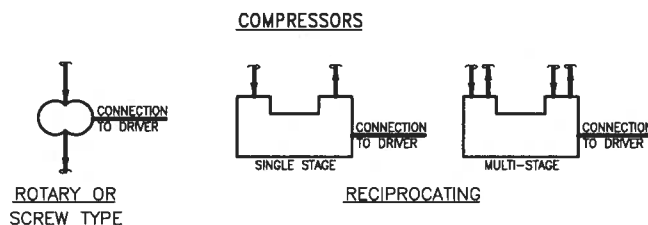
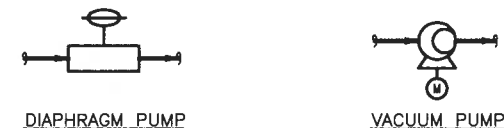
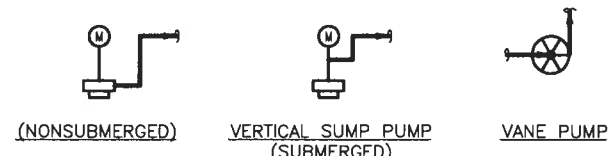
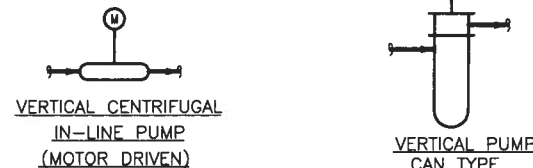
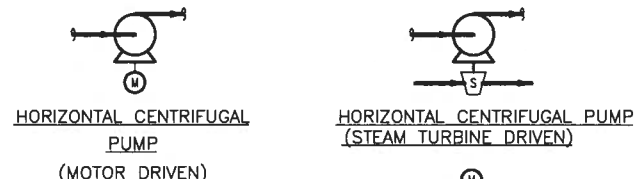


- NOTES:  
1. SHOW TOTAL NUMBER OF FANS AND MOTORS IF MORE THAN ONE PER CELL.  
2. SHOW TOTAL NUMBER OF CELLS.

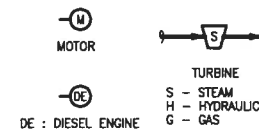
- NOTES:  
1. INDICATE NUMBER OF BURNERS (REFERENCE FLOW DIAGRAM WHICH WILL SHOW BURNER HOOK-UP, ETC.)  
2. SHOW ACTUAL NUMBER OF PASSES AS REQUIRED.



PUMPS



DRIVERS



GENERAL NOTES:

1. EQUIPMENT PREFIX LETTERS.

PREFIX LETTER(S)	EQUIPMENT
A	AGITATOR, AERATOR, MIXER, BLENDER
B	BOILER, FIRED HEATER, FURNACE, FLARE STACK
C	COMPRESSOR, BLOWER, FAN, VACUUM PUMP
CT	COOLING TOWER
D	DRUM
DE	DIESEL ENGINE
DH	DEAERATOR
E	HEAT EXCHANGER: SHELL & TUBE, HWR PIN
EA	HEAT EXCHANGER: AIR COOLER
F	FILTER, SCREEN, CENTRIFUGE, DUST COLLECTOR, SETTLER
G	GENERATOR
GT	TURBINE GENERATOR
H	FIRE & SAFETY EQUIPMENT
J	EJECTOR, JETS, GRINDER, CRUSHER
K	KILN, ROTARY DRYER
L	LABORATORY EQUIPMENT
M	CONVEYOR, BUCKET ELEVATOR, MATERIAL HANDLING EQUIPMENT
MP	PUMP MOTOR
O	MECHANICAL TRANSMISSION
P	PUMP
R	REACTOR, CONVERTER
S	CONCRETE BASIN, SUMP, PIT
T	TOWER
TK	TANK, REGENERATOR, SCRUBBER
TP	PUMP TURBINE
V	VESSEL
W	CRANE, HOIST, ELEVATOR, WEIGHT SCALE
X	SPECIAL EQUIPMENT, PACKAGED ITEM, MISC

2. ELECTRICAL EQUIPMENT PREFIX LETTER.

PREFIX LETTER(S)	EQUIPMENT
PA	AC DISTRIBUTION PANEL
PB	BATTERY
PC	CATHODIC PROTECTION
PD	DC DISTRIBUTION PANEL
PE	EMERGENCY DIESEL GENERATOR CONTROL PANEL
PF	BUILDING FIRE ALARM PANEL
PG	VSD PANEL
PH	ELECTRICAL HEAT TRACING PANEL
PK	POWER FACTOR CORRECTION PANEL
PM	MCC
PN	BUS DUCT
PR	NEUTRAL EARTHING RESISTOR
PS	SWITCHGEAR
PT	TRANSFORMER
PU	UPS SYSTEM
PV	REMOTE CONTROL & METERING PANEL
PX	INTERPOSING RELAY PANEL
PY	ANNUNCIATION PANEL
PZ	E-SCADA SYSTEM

LETTER CODE FOR INSTRUMENT TAG NUMBERS

Table with columns: FIRST LETTER (A-Z), MEASURED OR INITIATING VARIABLE, VARIABLE MODIFIER, SUCCEEDING-LETTERS (ALARM, CONTROL, SENSOR, etc.), and FUNCTION MODIFIER.

Large identification table with columns for PROCESS VARIABLE, PRIMARY ELEMENT, TRANSMITTER, INDICATOR, CONTROLLER, RECORDER, SWITCH, ALARM, and various device codes.

GENERAL INSTRUMENTS

- Field mounted local instrument, Fieldbus instrument located in field, Threshold relay on rack, Instrument mounted on console, Instrument mounted on local panel, Instrument controller/display/indicator/alarm, Instrument connection to PLC, Indicator controller recorder, Block function, Interlock logic and sequential control general symbol.

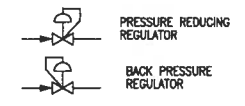
INSTRUMENTATION LINES

- Undefined signal, Instrument supply or connection to process, Pneumatic signal, Electrical signal, Software or data link, Capillary tube, Wireless, electromagnetic, radiation, sonic or light beam, Communication link between independent computer based system, Communication link between fieldbus devices in field, Hydraulic signal.

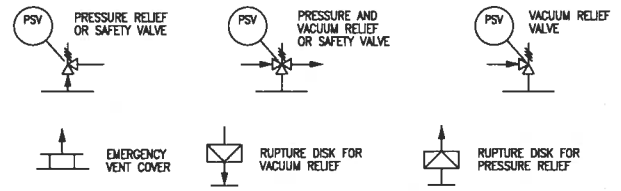
FUNCTION IDENTIFICATION

- Positive bias, Negative bias, DMDE, Average, Unspecified function, Root extraction, High limiter, Low limiter, Summing, Difference, High selector, Low selector, Gain proportion, Reverse proportion, Multiply, Integrate.

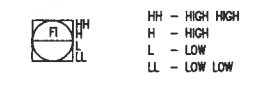
SELF-ACTUATED REGULATOR



PRESSURE RELIEVING DEVICES



PROCESS VARIABLE ALARMS



OTHER DEVICES

- Pilot lights: field mounted, on panel in control room, on local panel. Flow elements: positive displacement flowmeter, turbine flowmeter, Coriolis flowmeter, venturi tube, orifice plate/flow restriction orifice, averaging pitot tube, vortex flowmeter, ultrasonic flowmeter, magnetic flowmeter, flow nozzle. Others: sample connection, diaphragm seal.

SOLENOID TYPES

- Off-line single solenoid with single actuator, Off-line 3 way with single actuator, Off-line 4 way with single actuator, Off-line 4 way with double actuator.

ACTUATOR TYPES

- Hand, Cylinder or piston, Electro hydraulic, Diaphragm, Rotary motor, Diaphragm with positioner, With handwheel, Solenoid.

GENERAL NOTES:

100435-000-PR-020-0000F.DWG 13.JUL.11