

**PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE REMOCIÓN
DE MERCURIO EN UNA PLANTA DE GAS EN EL DEPARTAMENTO DEL
CASANARE**

JAIRO ANDRÉS SÁNCHEZ ÁLVAREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2014

**PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE REMOCIÓN
DE MERCURIO EN UNA PLANTA DE GAS EN EL DEPARTAMENTO DEL
CASANARE**

JAIRO ANDRÉS SÁNCHEZ ÁLVAREZ

**Monografía para optar el título de
Especialista en Ingeniería del Gas**

Director
MANUEL CABARCAS SIMANCAS
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2014

DEDICATORIA

A DIOS por concederme la sabiduría para cumplir mis sueños, la perseverancia para alcanzar mis metas y la valentía para enfrentar los retos de la vida. A mis viejos María Elsa y Marcelino que son parte importante de mi vida, por ser mi modelo de inspiración, por todo el amor que me han brindado, por sus enseñanzas y apoyo incondicional en todas las etapas de mi vida. A mi Esposa que con su gran amor me ha acompañado en los momentos más difíciles y ser la fuerza alentadora que permitió mantenerme firme para culminar mis estudios.

“Jairo”

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa su más sincero agradecimiento a:

A todo el personal docente de la Especialización en Ingeniería del Gas de la Universidad Industrial de Santander por sus conocimientos y experiencias compartidas.

A la planta de gas en estudio por permitir el desarrollo de esta Monografía basada en la información suministrada a través de su Gerente de Gas Ingeniero Wilson Zapata, el Jefe de Planta Ingeniero Gustavo Gómez e Ingeniero de Procesos José Fernando Pérez.

CONTENIDO GENERAL

	Pág.
INTRODUCCION	16
1. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA EN ESTUDIO	17
1.1 Descripción general de la planta	17
1.2 Descripción de los procesos	18
1.2.1 Sistema de separación de condensados y compresión de entrada	18
1.2.2 Sistema de deshidratación del gas	19
1.2.3 Sistema de deshidratación con Trietilenglicol (TEG)	19
1.2.4 Sistema de deshidratación del gas con tamiz molecular	20
1.2.5 Sistema de regeneración del tamiz molecular	21
1.2.6 Sistema de enfriamiento y destilación criogénica de gas natural	22
1.2.7 Sistema de Estabilización de condensados	24
1.2.8 Sistema de aceite caliente	25
1.2.9 Sistema de almacenamiento y despacho de GLP y Disolvente 1A	25
1.2.10 Otros Sistemas Auxiliares	28
1.2.11 Líneas de conducción	28
2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	30
2.1 Historial de fallas	30
2.2 Niveles globales de mercurio en el Gas Natural	30
2.3 La necesidad de proteger los equipos criogénicos	30
2.4 La importancia de la medición de mercurio	31
2.5 Las preocupaciones en torno al Mercurio en el Gas Natural	33
2.6 Tipos de mercurio presente en gas y líquidos de gas natural	33
2.7 Mecanismos de degradación en aleaciones de aluminio	34
2.7.1 Amalgamación	34
2.7.2 Corrosión de amalgama	34
2.7.3 Fragilización por metal líquido (FML)	35
2.8 Riesgo de degradación del acero provocada por Hg	36
2.8.1 Fragilización por metal líquido	36
2.8.2 Corrosión acuosa	37
2.8.3 Corrosión galvánica	37
2.9 Sitios de acumulación del mercurio	37

2.9.1 En aleaciones de aluminios	37
2.9.2 En aceros	38
2.10 Niveles aceptables de mercurio	38
2.11 Tipos de análisis para medición de mercurio	39
2.12 Tratamiento del mercurio	39
2.12.1 Aguas arriba de las unidades de amina y deshidratadores	39
2.12.2 Dentro de las deshidratadoras	40
2.12.3 En los secadores y el gas de regeneración	41
2.12.4 Aguas abajo de los deshidratadores	42
2.13 Opciones de proceso para eliminación de mercurio	43
2.14 Tipos de Absorbentes para remoción de mercurio	44
2.14.1 Absorbente no regenerable	44
2.14.2 Tipos de absorbentes no-regenerables	46
2.14.2.1 Azufre elemental disperso dentro de un medio poroso (gránulos de carbón activado)	46
2.14.2.2 Sulfuro metálico o sulfuros mixtos dispersos dentro de una matriz sólida (carbón activado o alúmina)	46
2.14.2.3 Partículas de carbón activado impregnadas con Haluros	47
2.14.2.4 Resinas de intercambio iónico	47
2.14.3 Tamices moleculares regenerables	47
2.14.4 Tipos de Adsorbentes Regenerables	48
2.15 Intercambiadores de calor de aluminio soldado	49
2.15.1 Generalidades	49
2.15.2 Construcción	50
2.15.3 Códigos y Materiales de Construcción	52
2.15.4 Características de las aleaciones de aluminio utilizadas en los intercambiadores de calor de aluminio soldado	53
2.15.5 Recomendaciones para los intercambiadores de calor de aluminio soldado	54
3. NIVELES DE MERCURIO EN LA PLANTA DE ESTUDIO	57
3.1 Método	57
3.2 Laboratorio	57
3.3 Comentarios	57
3.4 Expresión de resultados	58
3.5 Conclusiones	58
3.6 Resultados	59
4. CASOS DE ESTUDIO	62
4.1 Caso 1: Empresa Criogénico Pioneer - Intercambiador ensuciado con Azufre conduce a un cambio en el adsorbente para Remoción de Mercurio	62
4.2 Caso 2: PTT Tailandia, UOP GB -562	68

4.3 Caso 3: Empresa EE.UU., Adsorbente HgSIV™ 1 + Adsorbente UOP GB -562	69
5. PROPUESTA PARA LA PLANTA EN ESTUDIO	71
6. CONCLUSIONES	76
7. BIBLIOGRAFÍA	77

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Sistema de separación de condensados y compresión de entrada de la planta en estudio	19
Figura 2. Sistema de deshidratación con Trietilenglicol (TEG) de la planta en estudio	20
Figura 3. Sistema de deshidratación del gas con tamiz molecular y regeneración del tamiz molecular de la planta en estudio	21
Figura 4. Sistema criogénico de la planta en estudio	22
Figura 5. Sistema Deetanizadora de la planta en estudio	23
Figura 6. Sistema Debutanizadora de la planta en estudio	24
Figura 7. Sistema de Estabilización de condensados de la planta en estudio	25
Figura 8. Sistema de aceite caliente de la planta en estudio	26
Figura 9. Sistema de almacenamiento y despacho de GLP de la planta en estudio	27
Figura 10. Sistema de almacenamiento y despacho de Disolvente 1A de la planta en estudio	27
Figura 11. Sistema de Tea de la planta en estudio	29
Figura 12. Remoción de mercurio aguas arriba de las unidades de amina y deshidratadores	40
Figura 13. Remoción de mercurio dentro de los deshidratadores	41
Figura 14. Remoción de mercurio en los secadores y el gas de regeneración	42
Figura 15. Remoción de mercurio aguas abajo de los deshidratadores	43
Figura 16. Componentes principales de un intercambiador de calor de aluminio soldado	52
Figura 17. Esquema principal para análisis de mercurio	59
Figura 18. Medición de mercurio en el gas entrada a la planta en estudio	59
Figura 19. Medición de mercurio en el gas salida Tamiz Molecular de la planta en estudio	60
Figura 20. Medición de mercurio en el gas entrada Vs. salida Tamiz Molecular de la planta en estudio	60
Figura 21. Medición de mercurio en el gas entrada Vs. Caudal de entrada de la planta en estudio	61

Figura 22. Diagrama de Flujo - Deshidratación y Proceso MRU	62
Figura 23. Diagrama de Flujo – zona criogénica	63
Figura 24. Recubrimiento de polvo en las paredes de la torre, septiembre de 2009	64
Figura 25. Polvo en bandeja de los distribuidores de la torre Deetanizadora	66
Figura 26. Polvo en bandeja de los distribuidores de la torre Deetanizadora	67
Figura 27. Polvo en distribuidores de líquido de la Torre Deetanizadora	67
Figura 28. Detalles del mercurio real medido a la entrada y salida de la planta desde la puesta en marcha de la MRU GB-562. A pesar de la fluctuación del mercurio a la entrada, la MRU continúa cumpliendo con las especificaciones deseadas.	69
Figura 29. Intercambiador de calor de aluminio soldado de la planta en estudio E-4010/11.	71
Figura 30. Intercambiador de calor de aluminio soldado de la planta en estudio E-4045/50.	72
Figura 31. Sistema de deshidratación de gas con Tamiz Molecular actual de la Planta en Estudio	73
Figura 32. Sistema de Remoción de Mercurio propuesto a la Planta en Estudio	74
Figura 33. Adsorbentes Para Agua y Mercurio. Perfil de Desorción	75

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Niveles de mercurio reportadas en yacimientos de gas natural en diversas ubicaciones geográficas.	31
Tabla 2. Materiales típicos de construcción de los intercambiadores de calor de aluminio soldado (Aleación de aluminio).	53
Tabla 3. Condiciones del proceso PTT GSP-5 MRU.	68
Tabla 4. Condiciones del proceso Meeker I y Meeker II.	70
Tabla 5. Costos estimados para la implementación del proyecto en la Planta en estudio.	75
Tabla 6. Concentración de Mercurio en la Planta en estudio.	82
Tabla 7. Especificaciones del GLP producido en la planta en estudio.	83
Tabla 8. Especificaciones del Disolvente 1A producido en la planta en estudio.	85

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Mercurio en ambiente laboral de la planta en estudio.	79
ANEXO B. Especificaciones del GLP producido en la planta en estudio.	83
ANEXO C. Especificaciones del Disolvente 1A producido en la Planta en estudio.	85

RESUMEN

TÍTULO: PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE REMOCIÓN DE MERCURIO EN UNA PLANTA DE GAS EN EL DEPARTAMENTO DEL CASANARE*

AUTOR: JAIRO ANDRÉS SÁNCHEZ ÁLVAREZ**

PALABRAS CLAVES: Gas natural, Mercurio, Intercambiadores de aluminio soldado

DESCRIPCIÓN

En este documento se desarrolla una propuesta para la implementación de un sistema de remoción de mercurio en una planta de gas en el Departamento del Casanare, teniendo en cuenta que los niveles de mercurio a la entrada de la planta exceden los niveles recomendados por los fabricantes de intercambiadores de aluminio soldado para zonas criogénicas. Los intercambiadores de aluminio son susceptibles al ataque corrosivo del mercurio, causando serios daños en su estructura, mecanismos de degradación de aleaciones de aluminio conocidos como Amalgamación y Corrosión de Amalgama. Además de los mecanismos descritos anteriormente, existe otro fenómeno de degradación del aluminio denominado fragilización por metal líquido. La Planta de gas en estudio cuenta con dos intercambiadores de calor de aluminio soldado en la zona criogénica. Se evaluarán las tecnologías actuales que existen en el mercado para la remoción de mercurio, pasando por los tipos de absorbentes para remoción de mercurio y se recomendará a la planta en estudio la que mejor se adapte, teniendo en cuenta que la instalación del sistema de remoción de mercurio no afectará los parámetros de proceso actuales y los casos de estudio reales para tratamiento del mercurio que existen en la literatura. Además se definirá unos costos estimados para la implementación del proyecto, basado en una cotización a una de las empresas prestadores de este servicio.

* Monografía

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Especialización en Ingeniería del Gas. Director: Manual Cabarcas.

ABSTRACT

TITLE: PROPOSAL FOR THE IMPLEMENTATION OF A SYSTEM OF MERCURY REMOVAL IN A GAS PLANT IN THE DEPARTMENT OF CASANARE*

AUTHOR: JAIRO ANDRÉS SÁNCHEZ ÁLVAREZ**

KEYWORDS: Natural Gas, Mercury, brazed aluminum exchangers

DESCRIPTION

This document presents a proposal for the implementation of a mercury removal system in a gas plant in the Department of Casanare develops, given that mercury levels at the input of the plant exceed the manufacturers recommended levels brazed aluminum exchangers for cryogenic areas. Aluminum heat exchangers are subject to corrosive attack of mercury, causing serious damage to its structure, degradation mechanisms known aluminum alloys and as an amalgamation corrosion of amalgam. In addition to the mechanisms described above, there is another phenomenon of degradation of aluminum called liquid metal embrittlement. The gas plant under study has two heat exchangers in cryogenic brazed aluminum area. Current technologies that exist in the market for mercury removal, through the types of absorbent for removal of mercury and the plant will be recommended in the study that best fits, considering that the installation will be evaluated removal system mercury will not affect the current process parameters and real case studies for treatment of mercury that exist in the literature. Also some estimates for project implementation, based on a quote from one of the companies providing this service costs are defined.

* Work Degree

** Physicochemical Faculty of Engineering. Specialization in Gas Engineering. Manager: Manuel Cabarcas.

INTRODUCCION

El Mercurio (Hg) está presente en los pozos de gas en concentraciones usualmente inferiores a 100 µg/Nm³ (microgramos de Hg por pies cúbicos normales de gas), también se han reportados valores mucho mayores. En la mayoría de los pozos se encuentra en forma elemental (como vapor de Hg). A altas presiones y bajas temperaturas desarrolladas en los procesos criogénicos del gas, el Hg condensa desde la fase gaseosa y se disuelve en el gas licuado (GLP). Por debajo de determinada temperatura, el gas licuado se satura con Hg y éste precipita.

La falla de los equipos de aluminio en plantas procesadoras de gas natural o de etileno causada por Hg es un fenómeno conocido y documentado. Comenzó a estudiarse de modo sistemático a partir de una falla catastrófica ocurrida en un intercambiador de aluminio de una planta de gas licuado en Argelia, en 1973. Son particularmente susceptibles al ataque las tuberías y los equipos utilizados en la separación criogénica de hidrocarburos y, dentro de los mismos, las soldaduras y zonas asociadas afectadas por el calor, las áreas altamente tensionadas y los puntos expuestos a altas velocidades de choque. El intervalo de temperatura crítico va desde aproximadamente - 40° C (- 40° F) hasta temperatura ambiente. Se considera que el Hg sólido (punto de fusión - 39 °C) y el vapor de Hg no fragilizan el aluminio.

En el caso de las aleaciones ferrosas utilizadas en el transporte y procesamiento del gas natural (aceros al carbono, de baja aleación o inoxidables), no existen casos reportados de fallas en tuberías o plantas atribuidos directa o indirectamente al Hg transportado por el gas. No obstante, existen pruebas de laboratorio donde el Hg líquido o el vapor de Hg disminuyen la resistencia a la fatiga de los aceros; y otras donde la corrosión acuosa de estas aleaciones es acelerada por la presencia de compuestos de Hg en la solución.

1. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA EN ESTUDIO

1.1 Descripción general de la planta

La Planta en estudio, consiste en una unidad de compresión, refrigeración por turbo expansión y fraccionamiento de productos blancos, la cual tiene por objeto procesar un gas natural rico en hidrocarburos condensables que se recibe directamente de las unidades de separación de crudo y gas de una facilidad de producción temprana, para producir las siguientes corrientes:

- ✓ Disolvente 1A
- ✓ Gas Licuado del Petróleo – GLP
- ✓ Gas de menor poder calorífico, apto para ser utilizado en una Central Térmica para la generación de energía eléctrica.

La producción de Disolvente 1A y el GLP utiliza diferentes operaciones de procesamiento de gas natural, los cuales incluyen un sistema de acondicionamiento, cuyo fin es retirar hidrocarburos pesados y agua, para luego realizar una separación fraccionada mediante destilación a baja temperatura de los hidrocarburos presentes. La integración de estos procesos, mediante un adecuado diseño de ingeniería, posibilita que la Planta obtenga los productos en las cantidades y calidades definidas.

La Planta tiene por objeto procesar un flujo de 40 MPCED (Millones de pies cúbicos estándar por día) de gas natural rico en hidrocarburos condensables que se reciben directamente de las unidades de separación de crudo y gas de una facilidad de producción temprana, para producir:

- ✓ 560 Barriles por día (BPD) de una corriente de Disolvente 1A con RVP (Presión de vapor Reid) de 13,5 Psig máximo.
- ✓ 2.026 BPD de una corriente de GLP (gas licuado del petróleo) con un contenido de 2% VL máximo de etano y 2% VL máximo de iso-pentano y más pesados (iC5+).
- ✓ 35,7 MPCED de una corriente de gas seco de menor poder calorífico (Aprox. 1046 BTU/PCE HHV) que el gas de carga, apta para ser utilizada en la Central Térmica de generación de energía.

La Planta utiliza una tecnología criogénica con proceso turbo Expander, dispone de una zona de almacenamiento y despacho de los productos blancos líquidos y

otros sistemas auxiliares como tea, control automático de proceso, parada de emergencia (ESD), detección de fuego y gas (F&G) y sistema de agua contraincendios.

Los sistemas que conforman la operación de la Planta, son:

- ✓ Sistema de separación de condensados y compresión de entrada
- ✓ Sistema de deshidratación con Trietilenglicol (TEG)
- ✓ Sistema de deshidratación del gas con tamiz molecular
- ✓ Sistema de regeneración del tamiz molecular.
- ✓ Sistema de enfriamiento y destilación criogénica de gas natural.
- ✓ Sistema de Estabilización de Disolvente 1A.
- ✓ Sistema de aceite caliente.
- ✓ Sistema de almacenamiento y despacho de productos.
- ✓ Otros Sistemas Auxiliares
 - Sistema de aire de instrumentos.
 - Sistema de tea.
 - Sistema de control de proceso y eléctrico.
 - Sistema de agua contraincendios

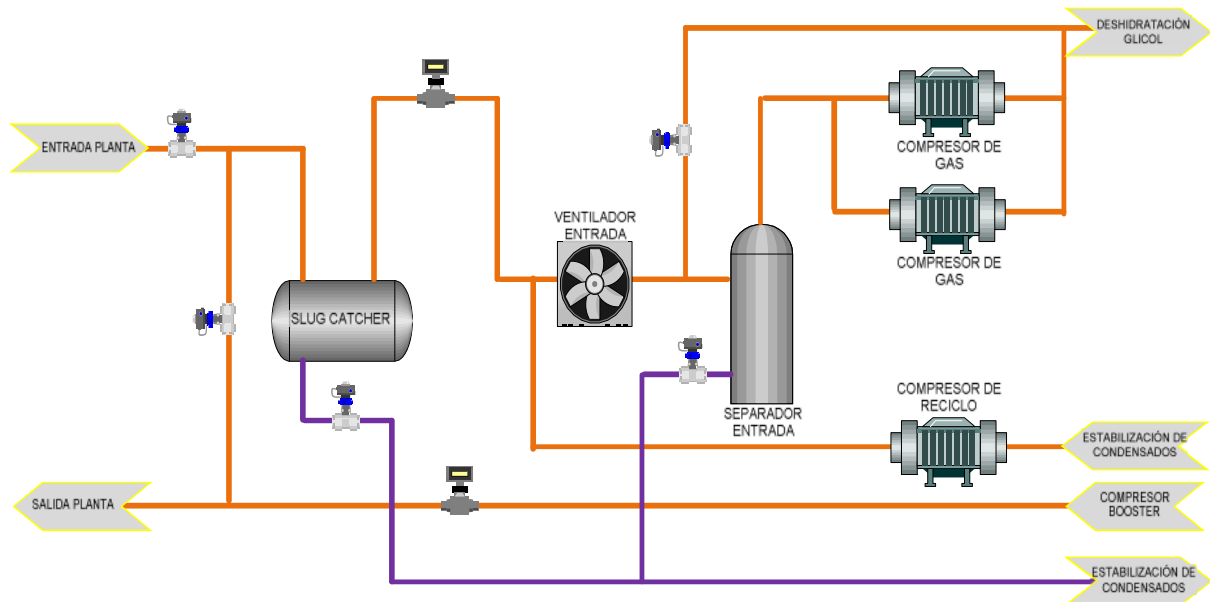
1.2 Descripción de los procesos

A continuación se describen cada uno de los diferentes sistemas o procesos que intervienen en la operación de la Planta en estudio.

1.2.1 Sistema de separación de condensados y compresión de entrada

Tiene por objeto recibir, medir y acondicionar el gas natural procedente de la facilidad de producción temprana, a una presión entre 450 Psig y 650 Psig. En esta sección se enfría el gas de carga en un equipo de enfriamiento por ventilación de aire y luego se separa parte del agua contenida en el gas, algunas impurezas sólidas y parte del Disolvente 1A. Posteriormente, el gas es enviado a dos compresores reciprocantes hasta alcanzar una presión de 905 Psig. El gas comprimido una vez enfriado se separa en dos corrientes, la primera en fase gaseosa se envía al “sistema de deshidratación y enfriamiento” y la segunda en fase líquida se envía a la sección de “estabilización”.

Figura 1. Sistema de separación de condensados y compresión de entrada de la planta en estudio



Fuente: Autor.

1.2.2 Sistema de deshidratación del gas

Con el objeto de recuperar como mínimo el 97% del GLP y el 99% del Disolvente 1A, es necesario continuar con el retiro del agua contenida en el gas natural hasta valores por debajo de 1 ppm (partes por millón), de tal forma que el gas sea apto para procesarlo en la sección de Destilación de Gas Natural, la cual opera a bajas temperaturas.

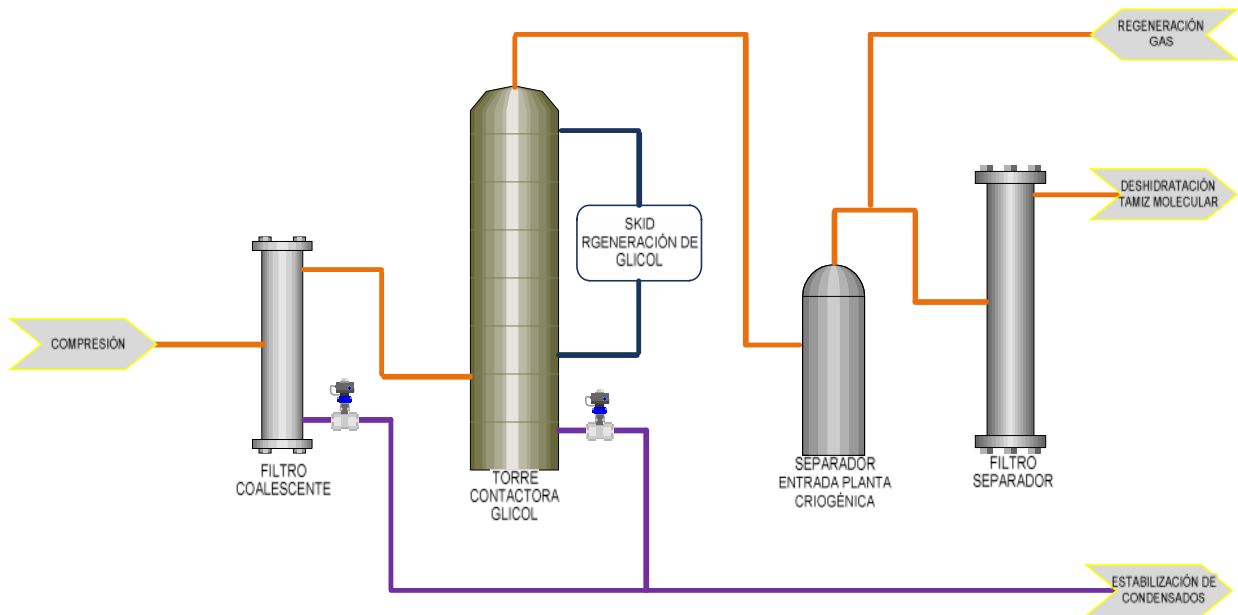
El sistema de deshidratación (retiro de agua) está compuesto por dos subsistemas; el primero utiliza Trietilenglicol (Máximo 10 ppm de agua) y el segundo utiliza tamiz molecular (0,2 ppm de agua) con el cual se optimiza la deshidratación. Cada uno de estos sub-sistemas cuenta con equipos de proceso para regenerar el Trietilenglicol y el Tamiz Molecular, los cuales se describen a continuación.

1.2.3 Sistema de deshidratación con Trietilenglicol (TEG)

Esta sección tiene por objeto reducir la cantidad de agua presente en el gas desde su punto de saturación hasta valores alrededor de 6 libras/Mpce (libras de agua por millón de pies cúbicos estándar). El TEG rico (con alto contenido de

agua) es regenerado con el fin de ser usado nuevamente para el retiro de agua contenida en el gas. El proceso de regeneración considera el uso de un intercambiador de calor glicol rico-glicol pobre, un horno calentador donde se retira el agua por evaporación a presión casi atmosférica y un sistema de bombeo para llevar al glicol a la presión cercana a 910 Psig.

Figura 2. Sistema de deshidratación con Trietilenglicol (TEG) de la planta en estudio



Fuente: Autor.

1.2.4 Sistema de deshidratación del gas con tamiz molecular

El gas sale del sistema de deshidratación con TEG tiene un contenido de agua aproximado de 6 libras/Mpce. Para el ingreso del gas a la sección criogénica es necesario que este rastro de agua se elimine y por eso se envía a un segundo tratamiento de deshidratación, en este caso con un desecante sólido (tamiz molecular). En la sección criogénica de la planta, se tienen temperaturas bajas del gas que pueden generar problemas por formación de hidratos y taponar la tubería y los equipos. El gas pasa a uno de los dos Deshidratadores de tamiz molecular, cada uno provisto de una zeolita *** Sylobead®, que adsorbe el agua del gas de entrada. El gas a la salida del deshidratador tiene un contenido de

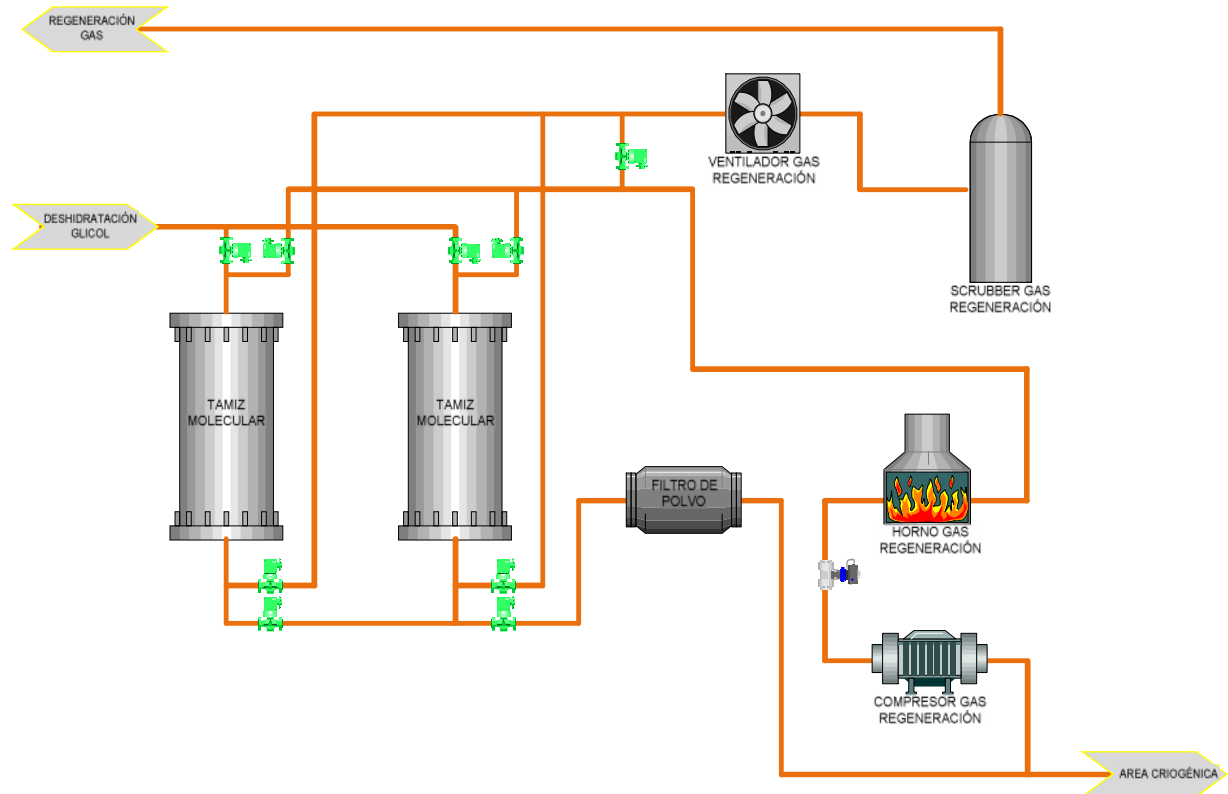
*** Las zeolitas son materiales minerales compuestos por aluminosilicatos con capacidad para absorber grandes cantidades de agua.

agua aproximado de 0,2 ppm o temperatura de punto de rocío de agua - 130° F. El sistema de tamiz molecular funciona de manera alternada: uno de los deshidratadores en fase de deshidratación y el otro en fase de regeneración.

1.2.5 Sistema de regeneración del tamiz molecular

Este proceso utiliza gas deshidratado a alta presión para la regeneración. El gas de regeneración (a un flujo de 8 Mpced) se toma del gas a la salida de deshidratación y se comprime hasta 935 Psig. El gas de regeneración luego fluye hacia un Calentador para Gas de Regeneración que le eleva la temperatura hasta 550° F. El gas caliente pasa posteriormente hacia el interior de la vasija deshidratadora cuyo lecho de tamiz molecular está siendo regenerado por eliminación de agua. El agua se remueve del lecho por evaporación. El gas caliente de regeneración y el agua vaporizada fluyen hacia un enfriador con aire donde el gas es enfriado hasta una temperatura de 120° F y el agua se condensa y se separa.

Figura 3. Sistema de deshidratación del gas con tamiz molecular y regeneración del tamiz molecular de la planta en estudio

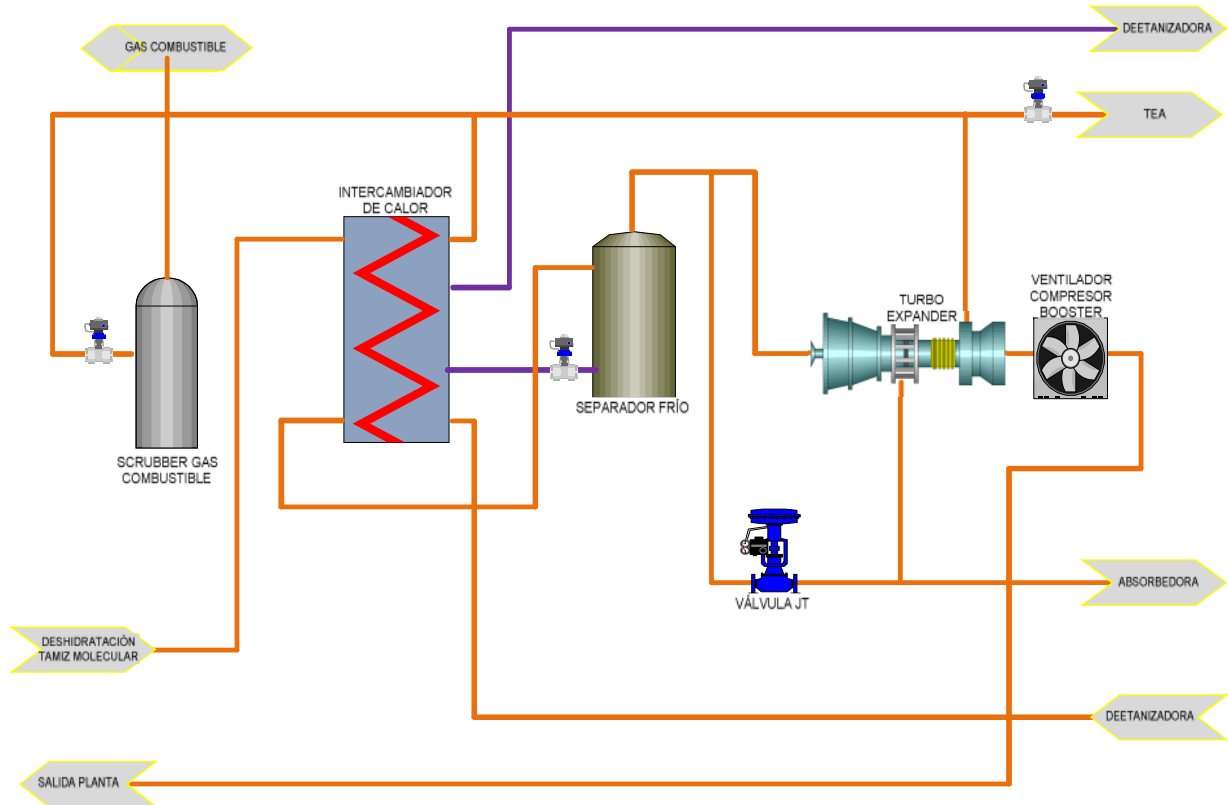


Fuente: Autor.

1.2.6 Sistema de enfriamiento y destilación criogénica de gas natural

Una vez deshidratado, el gas pasa a una sección de enfriamiento compuesta por un enfriador gas-gas, un separador gas-líquido y un enfriador gas-líquido. El gas natural a la condición de 886 Psig y -5°F fluye a un Expansor donde a la salida se alcanza una temperatura de -93.8°F y una presión de 185 Psig.

Figura 4. Sistema criogénico de la planta en estudio

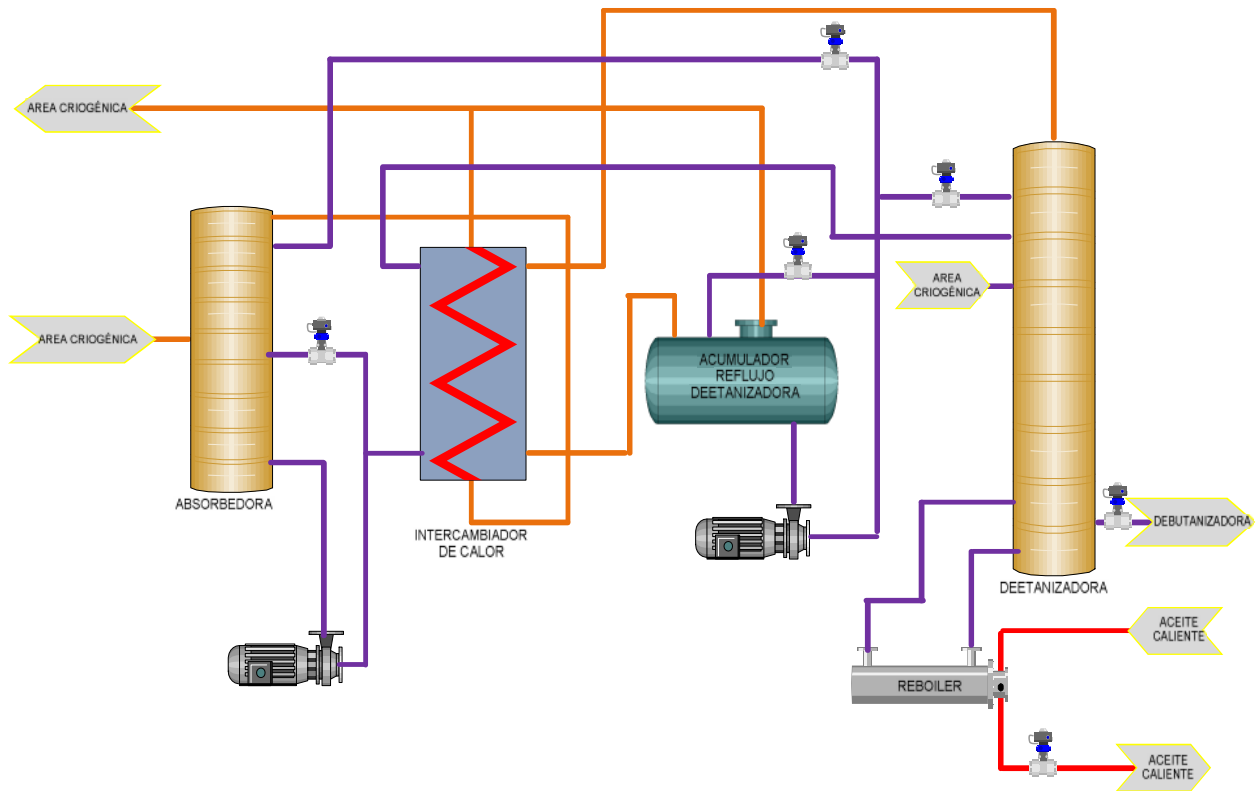


Fuente: Autor.

Este sistema está compuesto principalmente por dos sub-sistemas de destilación, el primero se compone de dos torres fraccionadoras la torre desetanizadora-absorbedora y la torre desetanizadora, y el segundo se compone de una torre debutanizadora. Esta sección, mediante el proceso de destilación separa los hidrocarburos en tres corrientes: a) una corriente de GLP, b) una corriente Disolvente 1A y c) una corriente de gas combustible que se envía a la Central térmica.

La torre desetanizadora-absorbedora permite una separación de los hidrocarburos y genera la carga a la torre desetanizadora, equipo en el cual, mediante el proceso de destilación produce por la cima una corriente gaseosa, que después de calentarse y comprimirse hasta una presión de 275 Psig se envía como gas combustible para las unidades de generación, y una corriente líquida por el fondo que contiene GLP y Disolvente 1A. El proceso de destilación en estas dos torres se realiza a bajas temperaturas, las cuales se obtienen en expansión del gas en el turboexpansor, como se indicó anteriormente.

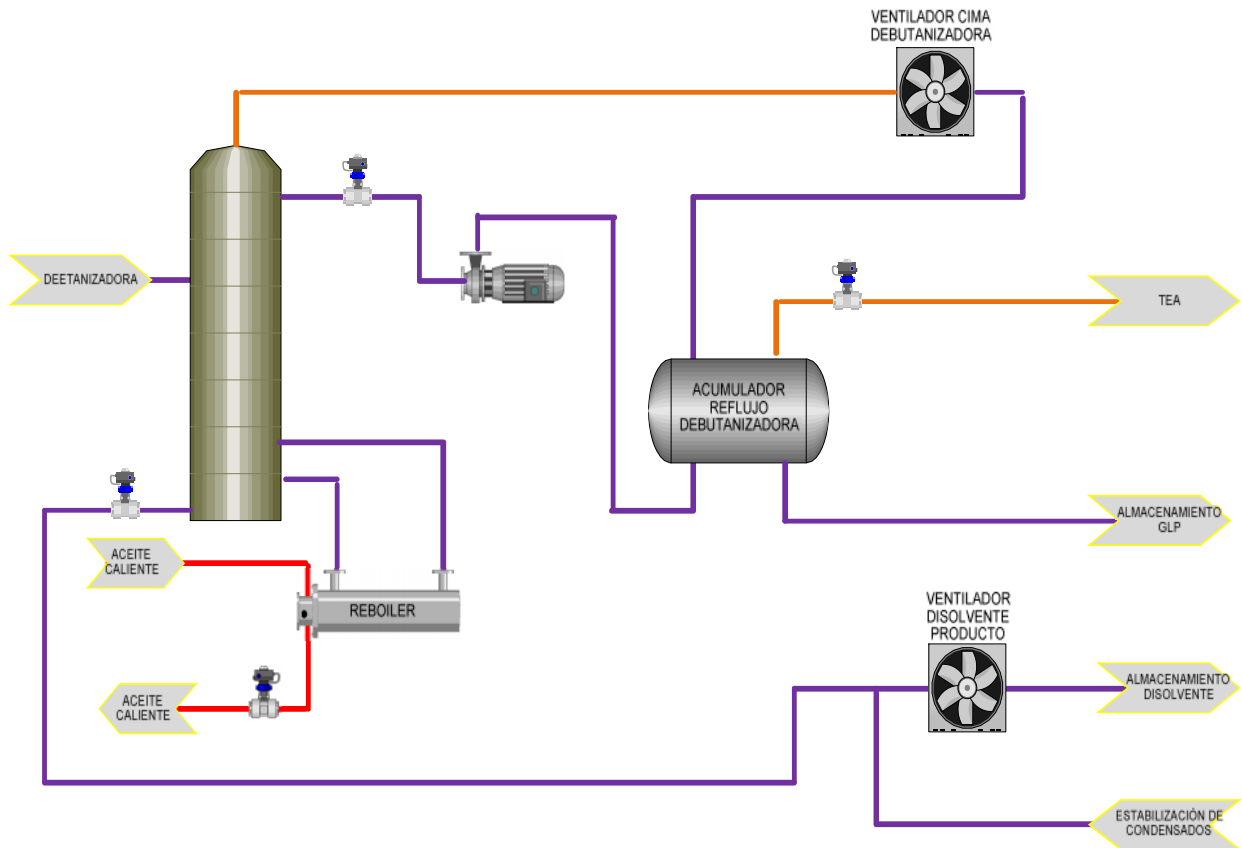
Figura 5. Sistema Deetanizadora de la planta en estudio



Fuente: Autor.

La corriente de fondo de la torre desetanizadora se envía como carga a la torre debutanizadora, la cual, al igual que la desetanizadora, mediante un proceso de destilación separa los hidrocarburos en dos corrientes: a) GLP (propano y butanos principalmente) y b) Disolvente 1A (pentanos, hexanos e hidrocarburos más pesados). EL GLP y el Disolvente 1A son enviados a su respectivo sistema de almacenamiento; el GLP en recipientes (balas) horizontales a presión y el Disolvente 1A en tanques atmosféricos verticales.

Figura 6. Sistema Debutanizadora de la planta en estudio

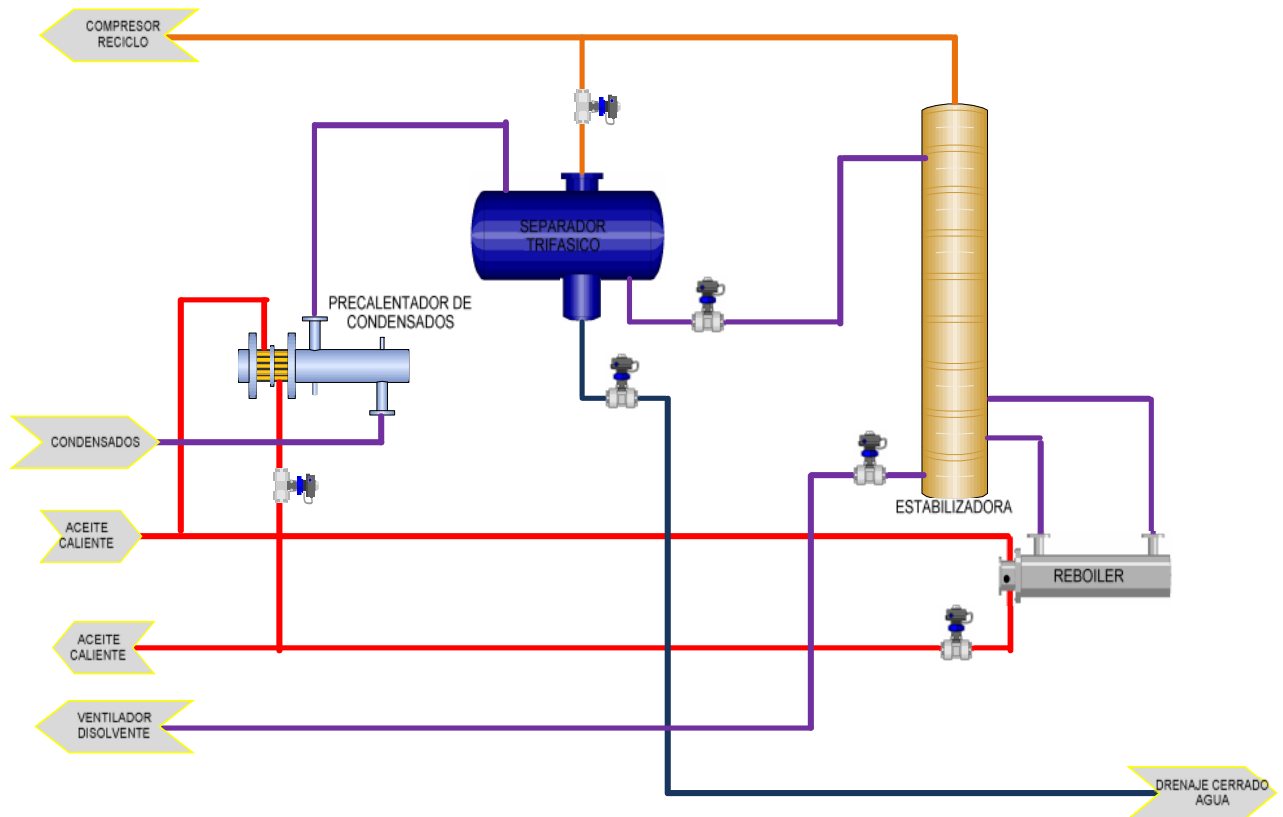


Fuente: Autor.

1.2.7 Sistema de Estabilización de condensados

Este sistema recibe los líquidos producidos en la sección de “separación y compresión de entrada” y los separa mediante un proceso de decantación (en un tambor acumulador trifásico) y luego una de destilación, a baja presión y con suministro de calor, generando tres corrientes: a) una corriente de Disolvente 1A (llamada gasolina estabilizada, ya que se le han retirado los hidrocarburos livianos que afectan la calidad), b) agua líquida que se envía al sistema de aguas aceitosas y c) una corriente de gas que se recircula al sistema de separación y compresión de entrada.

Figura 7. Sistema de Estabilización de condensados de la planta en estudio



Fuente: Autor.

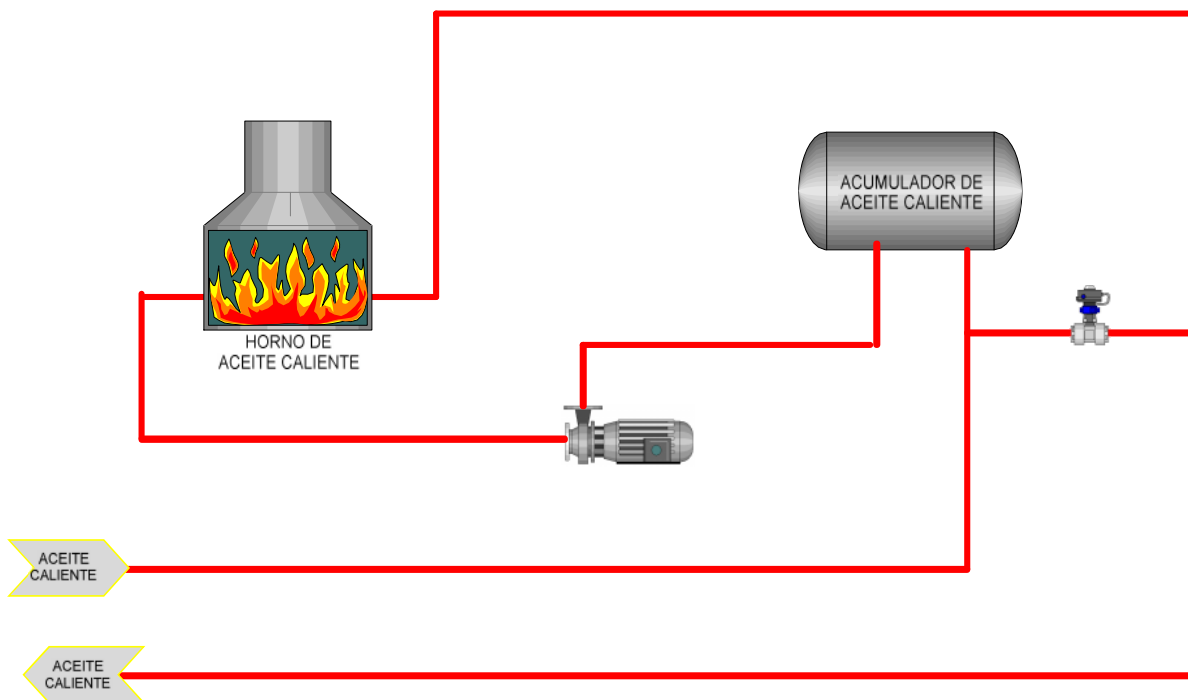
1.2.8 Sistema de aceite caliente

Este sistema tiene por objeto servir de medio de calentamiento de diferentes rehervidores de las torres de destilación. Consiste en un circuito cerrado, que usa un aceite térmico, que consta de un sistema de bombeo, un horno de calentamiento y un tambor de circulación de aceite.

1.2.9 Sistema de almacenamiento y despacho de GLP y Disolvente 1A

EL GLP y el Disolvente 1A obtenidos en la Planta, deben ser almacenados previo a su despacho de venta para garantizar inventario disponible y calidad final de acuerdo con las especificaciones técnicas estándar para cada uno de ellos.

Figura 8. Sistema de aceite caliente de la planta en estudio



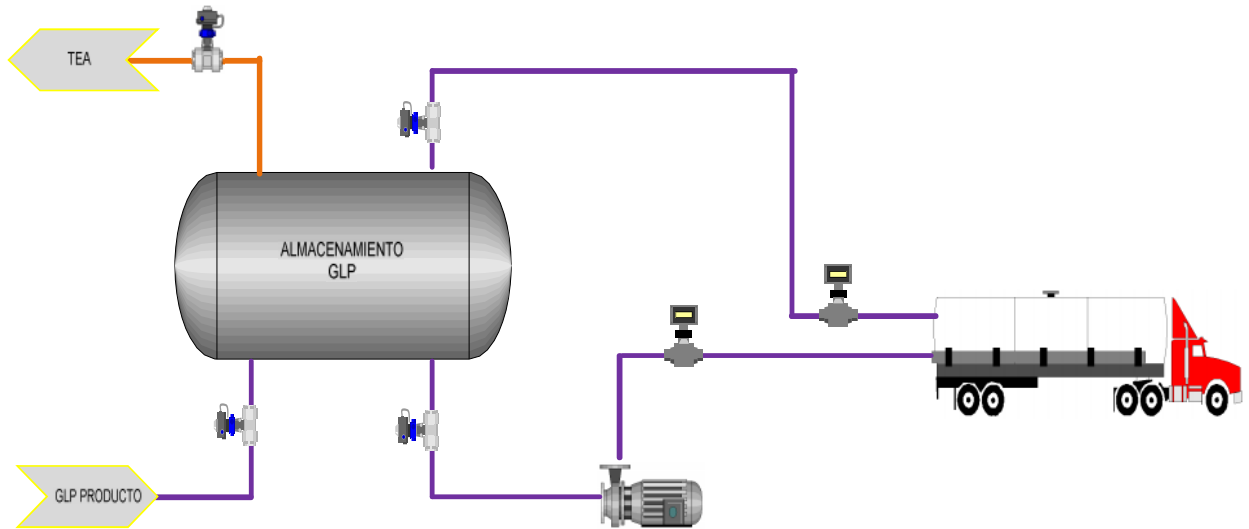
Fuente: Autor.

En el área no se dispone de sistema de transporte de estos productos por poliducto, razón por la cual se dispone de un sistema de almacenamiento que permite atender adecuadamente el mercado objetivo y asegurar la operación continua de la Planta.

El Disolvente 1A producto es almacenado en dos tanques atmosféricos, verticales, con capacidad de 100000 galones (2400 Barriles) aproximadamente cada uno, para cubrir cuatro días continuos de producción con el flujo y composición del gas de diseño. Dimensiones: 27' de diámetro y 24' de alto.

Para despacho a venta de Disolvente 1A el sistema consta de una isla y un brazo de llenado, con área disponible para ubicar dos carro tanques simultáneamente. Existen dos bombas de llenado especificadas para flujo de 220 Galones por minuto que permitirán despachar toda la producción diaria en un periodo máximo de 10 horas de llenado. Existe un medidor de flujo másico que permite cuantificar la entrega de este producto durante el llenado de un carro tanque.

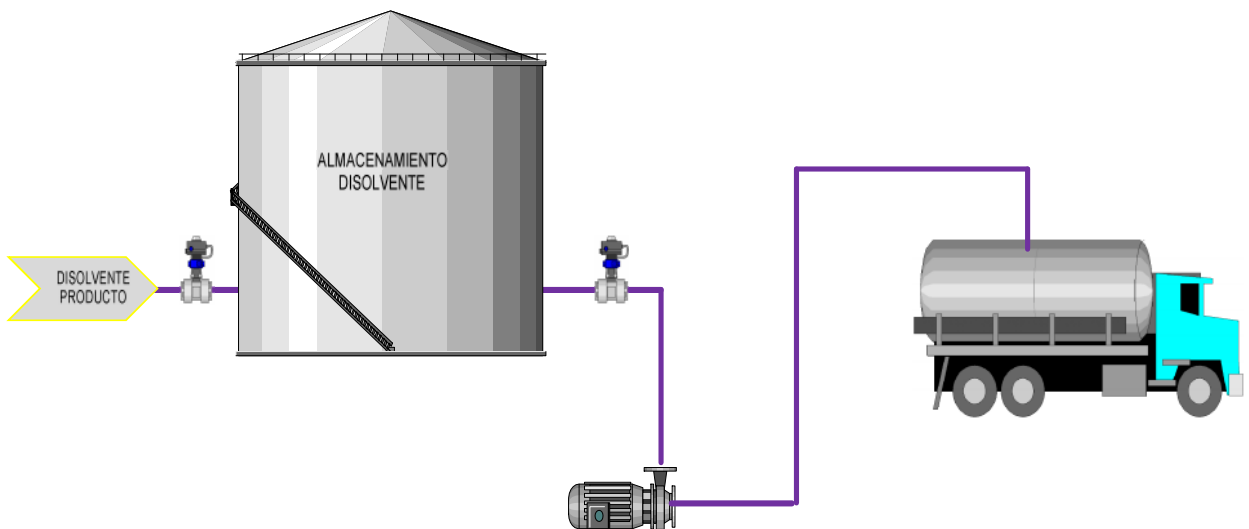
Figura 9. Sistema de almacenamiento y despacho de GLP de la planta en estudio



Fuente: Autor.

El GLP es almacenado en 7 recipientes a presión (Presión de diseño 250 Psig), horizontales, tipo “balas”, con capacidad de 60000 galones cada una (1430 Barriles), para cubrir cuatros días continuos de producción con el flujo y composición del gas de diseño. Dimensiones: 130” de diámetro, 80’ S/S de largo.

Figura 10. Sistema de almacenamiento y despacho de Disolvente 1A de la planta en estudio



Fuente: Autor.

Para despacho a venta de GLP el sistema consta de una isla y un brazo de llenado, con área disponible para ubicar dos cisternas simultáneamente. Existen tres bombas de llenado especificadas para flujos de 220 Galones por minuto que permiten despachar toda la producción diaria en un periodo máximo de 10 horas de llenado. Igualmente, existe un medidor de flujo másico que permite cuantificar la entrega de este producto durante el llenado de una cisterna.

1.2.10 Otros Sistemas Auxiliares

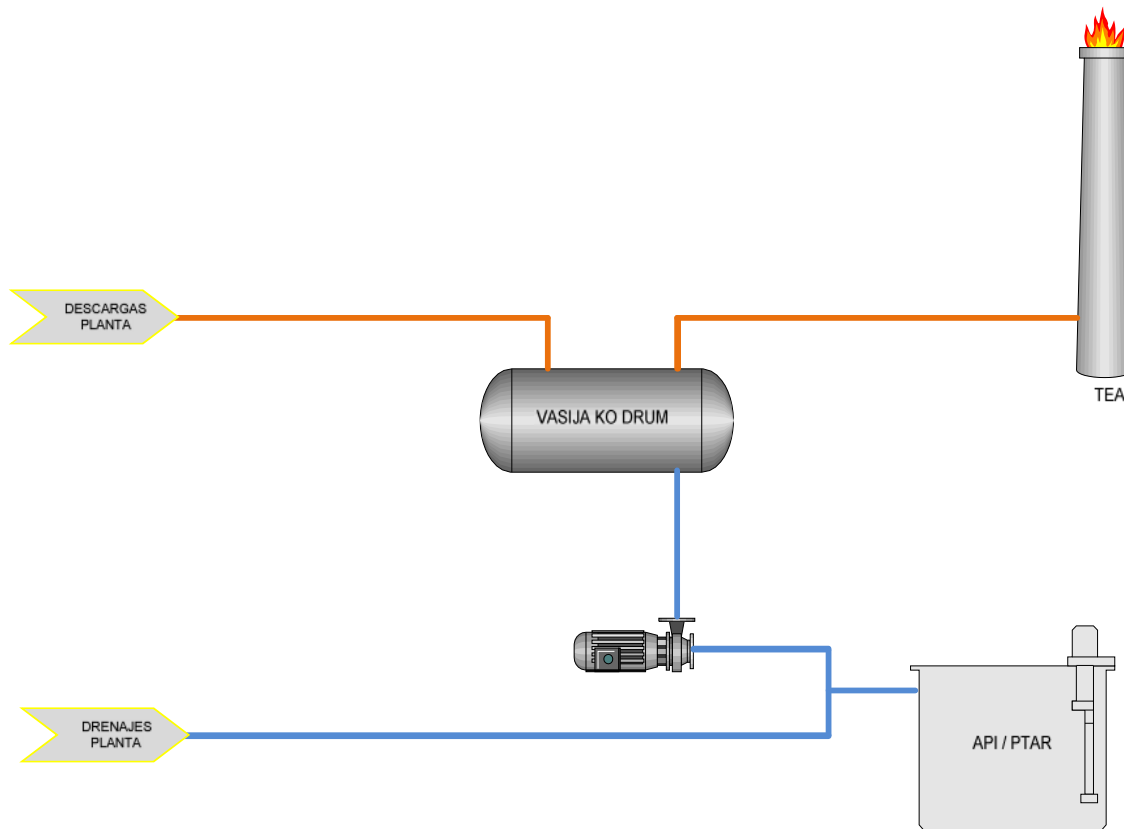
Esta unidad funcional consta adicionalmente de los siguientes sistemas auxiliares, que en conjunto con los anteriormente descritos permiten llevar a cabo la destilación del gas natural con el objeto de producir el GLP, el Disolvente 1A y el gas combustible.

- ✓ **Sistema aire de instrumentos:** Acondiciona y distribuye el aire requerido para el control de proceso.
- ✓ **Sistema de tea:** Recibe las descargas de hidrocarburos en casos de emergencia operacional, permitiendo una operación segura.
- ✓ **Sistema de control de proceso y eléctrico:** Permite mantener el proceso productivo dentro de los parámetros operacionales definidos en el diseño en forma que se cumplan los objetivos de cantidad y calidad de los productos.
- ✓ **Sistema de agua contraincendios:** Consiste de un sistema principal con dos bombas accionadas por motor eléctrico con capacidad individual de 1250 gpm y una bomba auxiliar accionada con motor diesel de 2500 gpm. El circuito es mantenido bajo presión con dos bombas tipo “Jockey”.

1.2.11 Líneas de conducción

La Planta de Gas para su abastecimiento y posterior entrega del gas natural procesado a la Central Térmica, contempla dos líneas de conducción (gasoductos).

Figura 11. Sistema de Tea de la planta en estudio



Fuente: Autor.

Una primera línea que se desprende de una facilidad de producción temprana, con una longitud de 1461 metros, 8" de diámetro en tubería acero al carbono. El gas de esta línea es conducido a una presión de 450-650 Psig.

Una segunda línea, identificada como línea de retorno, se desprende desde la Planta de Gas con destino a la Central, esta línea es la encargada de transportar el gas seco; es decir el gas residual o gas tratado en la planta para que luego sea usado por la térmica en la generación de energía eléctrica. Esta línea tiene una longitud de 1461 metros, 10" de diámetro, construida también en material acero carbón. El gas de esta línea es conducido a una presión de 275 Psig.

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 Historial de fallas

Las mayoría de las fallas en intercambiadores criogénicos producidas por Hg, que han sido reportadas, han ocurrido por FML (Fragilización por metal líquido) en tuberías y cabezales de aleaciones de aluminio que contienen magnesio, en la mayoría de los casos en soldaduras de aleaciones 5083, 5086. Las grietas producidas por contacto con Hg se observan luego de 7 a 8 años de servicio. Todas se localizaron en las esquinas de los cabezales o en las soldaduras circunferenciales de las tuberías de salida de los cabezales, donde la aleación tenía precipitados en borde de grano. Ocasionalmente las grietas se propagaron al cuerpo de los cabezales debido a la sensibilización ocasionada por la elevada temperatura de secado posterior a la prueba hidráulica.

En aquellos casos donde la aleación 5083 no tenía precipitados en borde de grano, el ataque por Hg produjo un aumento de la rugosidad superficial o una disolución general de la superficie, con una penetración máxima de 0,1 mm luego de 6 años de servicio, posiblemente por un mecanismo de amalgamación. También se han informado fallas causadas por agrietamiento por Hg líquido en Turboexpansores de trenes criogénicos, fabricados en aleación de aluminio 6061 y 7075.

2.2 Niveles globales de mercurio en el Gas Natural

La Tabla 1 lista los resultados de una serie de encuestas de mercurio realizados en los últimos años en una amplia gama de corrientes de gas natural encontrados en Asia, Europa, Norte y Sur América, Oriente Medio y África

2.3 La necesidad de proteger los equipos criogénicos

Una razón conocida para eliminar el mercurio en una planta de procesamiento de gas natural es proteger a los intercambiadores de calor de aluminio soldado (cajas frías). A principios de 1970, los niveles de trazas de mercurio que se acumularon en la sección de recuperación criogénica en una planta de producción de LNG en Skikda, Argelia**** provocaron una falla catastrófica en un

**** Oil & Gas Journal Sept 15, 1975, p.192.

Intercambiador de calor de aluminio. Se encontró que una combinación de mercurio y agua a temperaturas alrededor de 0° C causó la corrosión en los tubos de aluminio construidas a partir de una aleación de aluminio 6061. Estudios posteriores revelaron muchos más datos sobre los detalles de cómo el mercurio reacciona con el aluminio.

Tabla 1. Niveles de mercurio reportadas en yacimientos de gas natural en diversas ubicaciones geográficas.

REGIÓN	CONCENTRACIÓN MERCURIO ($\mu\text{g}/\text{Nm}^3$)
África	1 – 100
Norte América	1 – 20
Sur América	1 – 105
Asia	10 – 2000
Oriente Medio	1 – 10
Europa	1 - 50

Fuente UOP – A Honeywell Company.

La consecuencia es que el mercurio perfora el aluminio y compromete al equipo a fallar. El proceso denominado Fragilización por Metal Líquido (FML) ha sido responsable de una serie de fracasos en los años 40 desde el incidente de Skikda. La FML puede causar la iniciación y propagación de fisuras, especialmente en la proximidad de una soldadura*. Con el fin de protegerse contra estas fallas catastróficas en los equipos criogénicos (cajas frías), ahora se requieren niveles máximos típicos de mercurio en el gas de entrada a un proceso criogénico.

2.4 La importancia de la medición de mercurio

El mercurio tiene que ser medido con el fin de determinar qué opción de eliminación de mercurio proporcionará la solución más rentable para satisfacer los resultados deseados. Tanto si se trata la simple eliminación de mercurio a partir de una corriente de proceso para cumplir con la especificación, protegiendo toda la planta o asegurar el cumplimiento ambiental. Con el fin de

* Willhelm, Mark S., "Risk Analysis for Operation of..." AIChE, April 2008, N.Orleans

diseñar adecuadamente un sistema de eliminación de mercurio, la medición de mercurio debe ser exacta para dimensionar correctamente el sistema y evitar tener un sistema que es demasiado grande y poco rentable o demasiado pequeño para satisfacer las especificaciones de mercurio de salida. Para las unidades existentes, los niveles de mercurio en la alimentación deben ser monitoreadas, ya que un incremento puede superar las capacidades iniciales de diseño. Finalmente el seguimiento de los niveles de mercurio a la salida del sistema de remoción de mercurio es fundamental para verificar el correcto cumplimiento y protección de los equipos aguas abajo.

El punto donde se realizará el análisis es de gran valor para la evaluación del sistema de remoción que se quiere en la planta. No es sólo una cuestión de seleccionar el punto de muestreo más conveniente. La configuración de las tuberías y las piernas muertas o secciones de flujo estancadas de las tuberías deben ser tenidas en cuenta en la selección del lugar del muestreo. No todas las plantas y los procesos son iguales, la comprensión de las diferencias ayudará a asegurar que la información correcta, es obtenida de lugares que proporcionan información valiosa para el reto que nos ocupa. Un conocimiento general del proceso es fundamental, ya que ayuda no sólo con saber dónde medir el mercurio, sino evaluar que tramo del proceso podría afectar a la distribución del mercurio en todo el sistema.

Una vez que los puntos de muestreo apropiados han sido identificados, la tarea más importante en el análisis de mercurio comienza: el muestreo. Es sumamente importante contar con puntos toma muestras en las tuberías de proceso. El exceso de metal como sea posible debe ser eliminado en la toma de muestras con el fin de minimizar las interferencias que pueden ser causados por la adhesión del mercurio a las superficies de metal causando falsas mediciones de mercurio. Si cualquier parte del sistema de muestreo es de metal, este debe ser calentado. Esto reducirá al mínimo o eliminar la capacidad del mercurio a pegarse a las partes metálicas del sistema de toma de muestras y reducir drásticamente los errores de medición causados por este fenómeno. Para los métodos de análisis en fase gaseosa se requiere que la presión durante la prueba sea a presión atmosférica. Además, es fundamental que el punto de muestra se purgue con un flujo continuo de fluido de proceso. Esta purga establece un estado de equilibrio en el punto de muestreo que permite la mayor probabilidad de obtener una muestra que sea verdaderamente representativa de la corriente de proceso que se está probando. También es recomendado calentar la trampa utilizada para recoger la muestra de mercurio con el fin de reducir las posibilidades de interferencia tales como hidrocarburos líquidos.

2.5 Las preocupaciones en torno al Mercurio en el Gas Natural

El mercurio en el gas natural y en líquidos del gas natural se presenta en forma natural. Aunque el mercurio tiene un punto de ebullición alto (357° C), también tiene una presión de vapor alta y esto significa que es muy móvil. Esta naturaleza conlleva a la dispersión del mercurio en los procesos del gas natural, así como también en los activos (equipos) de las plantas de gas. Si no se controla, el mercurio se depositará en las superficies incluyendo gasoductos y equipos de las plantas. Por tal motivo es necesaria la instalación de una Unidad de Eliminación de Mercurio (MRU por sus siglas en inglés).

El problema de la entrada de mercurio en el gas natural no se limita a la fase gaseosa sino también que los líquidos del gas natural y condensados también son propensos al mercurio como contaminante, y se deben instalar sistemas de eliminación de mercurio tanto en la fase gaseosa como la líquida.

Además de los requisitos básicos para asegurar que la eliminación del mercurio adecuada se logre en gases o cerca de sus puntos de rocío, es importante asegurarse que el volumen del reactor de una MRU se minimice en lo posible, para reducir los costos iniciales en inversión y minimizar el espacio que ocupa. Esto es particularmente importante cuando la unidad de MRU se debe instalar en plataformas Off-Shore donde las limitaciones espaciales son fundamentales.

2.6 Tipos de mercurio presente en gas y líquidos de gas natural

El mercurio que está en el gas natural predominantemente se presenta como mercurio elemental. El mercurio también puede existir como compuestos de mercurio. El mercurio puede ser parte de una molécula orgánica, una molécula inorgánica, o ser parte de ambos, comúnmente conocida como el mercurio orgánico iónico. La presencia de compuestos de mercurio en el gas natural no se ha establecido claramente. Dentro de los compuestos aparecen como el mercurio de dimetilo (CH_3HgCH_3), mercurio dietílico ($\text{C}_2\text{H}_5\text{HgC}_2\text{H}_5$), cloruro de mercurio (HgCl_2) o cloruro de mercurio de metilo (CH_3HgCl), entre otros.

Los análisis de diversos condensados de gas natural han demostrado que una gran parte del total mercurio presente en algunos condensados puede estar presente en diversos tipos de compuestos de mercurio. Por lo tanto, sería razonable esperar que algunos compuestos de mercurio también se pudieran presentar en los gases asociados con esos condensados. Sin embargo, como el

mercurio y sus compuestos son muy solubles en hidrocarburos líquidos, las concentraciones en fase gaseosa de compuestos de mercurio no puede ser muy alta.

2.7 Mecanismos de degradación en aleaciones de aluminio

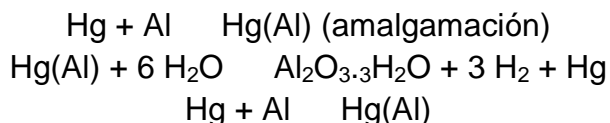
Los mecanismos por los cuales el Hg puede degradar las aleaciones de aluminio son básicamente tres:

2.7.1 Amalgamación

Es el proceso por el cual el Hg forma soluciones líquidas con metales tales como Al, Sn, Au, Ag y Zn. En el caso del Al, la película de óxido formada natural o intencionalmente sobre su superficie le confiere cierta protección. Sin embargo, esta capa protectora no es completamente homogénea y puede tener fisuras o defectos, pero la tensión superficial del Hg dificulta su penetración. No obstante, vibraciones, tensiones mecánicas o térmicas, el ambiente químico y la temperatura pueden favorecer la penetración. Una vez que el Hg toma contacto con el metal, la velocidad de amalgamación depende, principalmente, del tipo de aleación y su microestructura. Se ha observado, p. ej., que la amalgamación se produce selectivamente en soldaduras, y más rápidamente en determinadas aleaciones. La manifestación primaria de la amalgamación es la pérdida de resistencia mecánica en soldaduras. Este mecanismo no requiere tensiones ni un medio electrolítico (p. ej., humedad) para manifestarse.

2.7.2 Corrosión de amalgama

Ocurre cuando el Hg y el aluminio se amalgaman en presencia de humedad:



La segunda de estas reacciones involucra un mecanismo electroquímico. Dado que el Hg se regenera, la reacción es auto-propagante en la medida en que exista agua. La diferencia entre la amalgamación simple y la corrosión de amalgama, es que ésta requiere agua y se propaga con cantidades minúsculas

de Hg. Estas condiciones pueden presentarse durante las operaciones de mantenimiento o desescarchado de la unidad. Si existe suficiente humedad y Hg, la penetración es rápida, aunque no tanto como en el mecanismo de fragilización discutido abajo. La corrosión de amalgama es muy acelerada por la presencia de O_2 , y se caracteriza por la aparición de cristales filiformes (plumas) de Al_2O_3 . Ocurre en las mismas aleaciones que son susceptibles a la amalgamación simple, si bien puede afectar en algún grado a todas las aleaciones de aluminio.

2.7.3 Fragilización por metal líquido (FML)

Este tipo de ataque, también llamado agrietamiento por metal líquido, ocurre a partir de una amalgamación selectiva de los bordes de grano, seguida de la fractura por tensiones aplicadas o residuales. No requiere la presencia de agua. Se caracteriza por grietas longitudinales y el transporte profundo del Hg en la estructura metálica. Lo inusual de la FML, en comparación con otros procesos de fractura, es la rapidísima velocidad de propagación de las grietas y la baja intensidad de tensiones requerida.

En el caso de las aleaciones de aluminio, este ataque se ha observado casi exclusivamente en aquellas donde el magnesio ha precipitado en borde de grano (como Al_3Mg_2), durante la fabricación o la soldadura. No obstante, aún cuando exista esta segregación, deben coincidir una serie de eventos para que ocurra el agrietamiento:

- ✓ El Hg debe estar presente en forma líquida.
- ✓ Debe existir una fisura en el óxido de aluminio que permita el contacto íntimo entre el Hg y el metal base.
- ✓ Deben existir tensiones aplicadas o residuales suficientes.

Dado que estos mecanismos no pueden operar por debajo del punto de fusión del Hg, - 39 °C, no cabría esperar problemas importantes si el intercambiador que opera por debajo de esta temperatura. Sin embargo, durante paradas programadas, salidas inesperadas de servicio u operaciones de desescarchado, la temperatura del intercambiador supera el punto de fusión del Hg.

2.8 Riesgo de degradación del acero provocada por Hg

Como se ha dicho, no se conocen casos de fallas de tuberías o equipos de acero en plantas atribuidos directa o indirectamente al Hg transportado por el gas, ya sea por fragilidad inducida por metal líquido o por corrosión acuosa. Sin embargo, son posibles teóricamente, y de hecho han sido demostrados en laboratorio, los siguientes mecanismos de degradación.

2.8.1 Fragilización por metal líquido

Se ha encontrado que el Hg reduce la resistencia a la fatiga del acero 4340 en tres órdenes de magnitud comparada con la observada en aire. La tenacidad a la fractura de probetas entalladas fue disminuida significativamente en ensayos con Hg. Aleaciones ferrosas conteniendo 2% de Si, 4% de Al u 8% de Ni presentaron fragilización por Hg en ensayos de tracción con probetas no entalladas. En ensayos de velocidad de deformación lenta en probetas soldadas de acero inoxidable 304 sumergidas en Hg, se encontraron pequeñas grietas; sin embargo, en probetas similares no se detectaron signos de ataque en ensayos a carga constante de larga duración. En experiencias en autoclave, a temperaturas entre 135 y 177° C, se observó corrosión acelerada de aceros del tipo 9% Cr - 1% Mo y 13% Cr en la interfaz mercurio/solución.

En suma, lo que estos experimentos demuestran es que si el acero se encuentra sometido a un mecanismo de agrietamiento previo, que expone metal “fresco”, no oxidado, en el fondo de la grieta (como p. ej. en un ciclo de fatiga), y si el Hg líquido está presente en el extremo de la grieta en cantidad suficiente como para constituir una fase líquida, puede acelerarse el mecanismo de agrietamiento operante. Sin embargo, en la mayoría de los casos prácticos el Hg tenderá a reaccionar preferentemente con los óxidos y sulfuros de Fe, y la probabilidad de que entre en contacto metálico, en su forma elemental, con superficies de acero no oxidadas, sería excepcional. En otras palabras, para que tuviera lugar un proceso de fragilización por metal líquido, debería existir suficiente cantidad de Hg en la región de la punta de la grieta, lo cual sería factible en los experimentos de laboratorio mencionados, pero muy poco probable en el caso de aceros expuestos al gas natural, dada la afinidad del Hg para la Quimisorción sobre los óxidos/sulfuros y el bajísimo contenido de Hg en el gas. Cabe destacar que se ha considerado el uso de acero inoxidable para reemplazar al aluminio en los intercambiadores criogénicos, opción descartada en principio por la diferencia de costos.

2.8.2 Corrosión acuosa

En ensayos de laboratorio en soluciones acuosas de dimetilmercurio o cloruro mercúrico, se encontró que el Hg acelera la corrosión del acero al carbono. También se ha reportado corrosión acelerada del acero inoxidable 304 en soluciones salinas con 0,5 ppm de Hg. No obstante, para que estos mecanismos se lleven a cabo en la práctica, es necesaria la presencia de agua en contacto con la superficie del acero, lo cual resulta poco probable si se aplica un procedimiento eficiente de deshidratación del gas en la planta de procesamiento.

2.8.3 Corrosión galvánica

El Hg elemental, siendo un metal casi noble, podría actuar como cátodo y, en teoría, acelerar la corrosión del acero por la formación de una cupla galvánica, si se encuentra depositado como una fase separada. Esto podría darse aún en la escala submicroscópica si el Hg se encontrara adsorbido en forma elemental. En el caso de encontrarse depositado como HgS, sería más difícil que actuara como un cátodo eficiente en un proceso de corrosión galvánica, dado que esta sustancia tiene características de semiconductor. No obstante, como en el caso anterior, es necesaria la presencia de agua en contacto con la superficie del acero para que se manifieste este proceso corrosivo.

2.9 Sitios de acumulación del mercurio

2.9.1 En aleaciones de aluminios

En las plantas criogénicas de gas que resultan contaminadas es difícil estimar la cantidad de Hg retenido y su ubicación. El Hg se acumula en pocos puntos del sistema y puede causar problemas aún a concentraciones inicialmente bajas en el gas de proceso. Las cajas frías (intercambiadores criogénicos) tienen un área superficial muy grande para transferencia de calor y la superficie del óxido de aluminio tiene una alta afinidad adsorptiva por el Hg. Los sitios donde el Hg precipita y se acumula dependen del diseño de la caja, la caída de temperatura, las características de flujo, la composición de los hidrocarburos y otros factores. En la mayoría de los intercambiadores de placa, el Hg reside en las placas del fondo y en los cabezales y tuberías de salida del paso principal (el más frío). Los sitios más probables para la iniciación de grietas son las soldaduras de los cabezales y los anillos soporte de soldadura de las tuberías.

2.9.2 En aceros

Adsorción: es una observación común que el contenido de Hg del gas disminuye a medida que aumenta el tiempo de residencia del gas en una tubería de acero. Por ejemplo, se ha reportado que un tramo de 110 km el Hg se redujo de 50 a 20 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$. Este fenómeno se debe a que el Hg transportado por el gas es adsorbido químicamente por los óxidos y sulfuros de hierro existentes en las paredes internas de las tuberías, sin formar amalgama. Parte del Hg adsorbido reacciona para formar compuestos no volátiles, principalmente HgS si está presente el H_2S . Similar acumulación de Hg se ha observado en paredes de esferas de almacenamiento de gas licuado de petróleo. También existen evidencias de que el Hg puede penetrar diversas juntas sin afectar su calidad de sello.

Soluciones acuosas: Dependiendo de los tratamientos de deshidratación del gas, puede ocurrir condensación de agua durante el transporte o procesamiento del gas. Compuestos de Hg orgánicos (como el dimetilmercurio) e inorgánicos (como el cloruro mercúrico) pueden disolverse aún en cantidades minúsculas de agua.

2.10 Niveles aceptables de mercurio

Para plantas criogénicas de gas con equipos de aluminio, son generalmente aceptadas las siguientes recomendaciones sobre el contenido de Hg en el gas de alimentación:

- ✓ Concentraciones inferiores a 0,01 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$: son admisibles sin tomar precaución alguna.
- ✓ Concentraciones entre 0,01 y 0,1 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$: son admisibles siempre que los equipos construidos en aleación de aluminio estén diseñados para soportar la agresión del mercurio.
- ✓ Concentraciones superiores a 0,1 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$: deben tratarse con removedor específico.

Para el gas natural licuado se consideran aceptables concentraciones inferiores a 5 ppb (partes por billón) en peso.

2.11 Tipos de análisis para medición de mercurio

Generalmente se realizan dos sistemas de análisis diferentes:

- ✓ Espectroscopia de fluorescencia atómica con vapor frío
- ✓ Espectroscopia de absorción atómica con corrección Zeeman

La espectroscopia de fluorescencia atómica con vapor frío se usa típicamente para medir el mercurio en los gases y la espectroscopia de absorción atómica se ha utilizado para medir mercurio tanto en corriente gaseosa y como líquida. Medir con precisión el mercurio en el campo presenta un desafío complejo y requiere un grado significativo de comprensión analítica, incluyendo no sólo el análisis de muestras, sino también la recolección de la muestra. Se debe evitar recolección de muestras en recipientes metálicos ya que el mercurio se puede adherir a las paredes. Se debe considerar líneas de acondicionamiento para toma de muestras, la presencia de diferentes especies de mercurio y otras interferencias químicas también puede afectar a las mediciones.

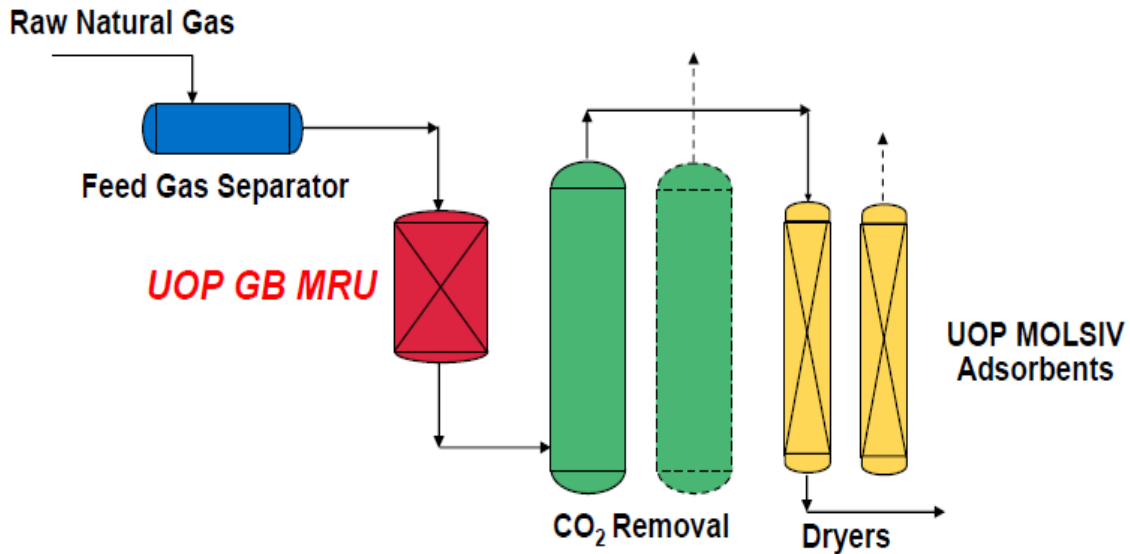
2.12 Tratamiento del mercurio

El mercurio puede ser removido durante diferentes etapas de su proceso dependiendo de varios factores, incluyendo la composición del gas de entrada, los niveles de mercurio de entrada, las preocupaciones ambientales del sitio y el capital disponible.

2.12.1 Aguas arriba de las unidades de amina y deshidratadores

Esta es una configuración ideal para la mayoría de las plantas de gas natural. El beneficio de esta opción es que la unidad de eliminación de mercurio (MRU) protege la unidad de amina y las torres de deshidratación. El mercurio es eliminado protegiendo los equipos de la planta.

Figura 12. Remoción de mercurio aguas arriba de las unidades de amina y deshidratadores

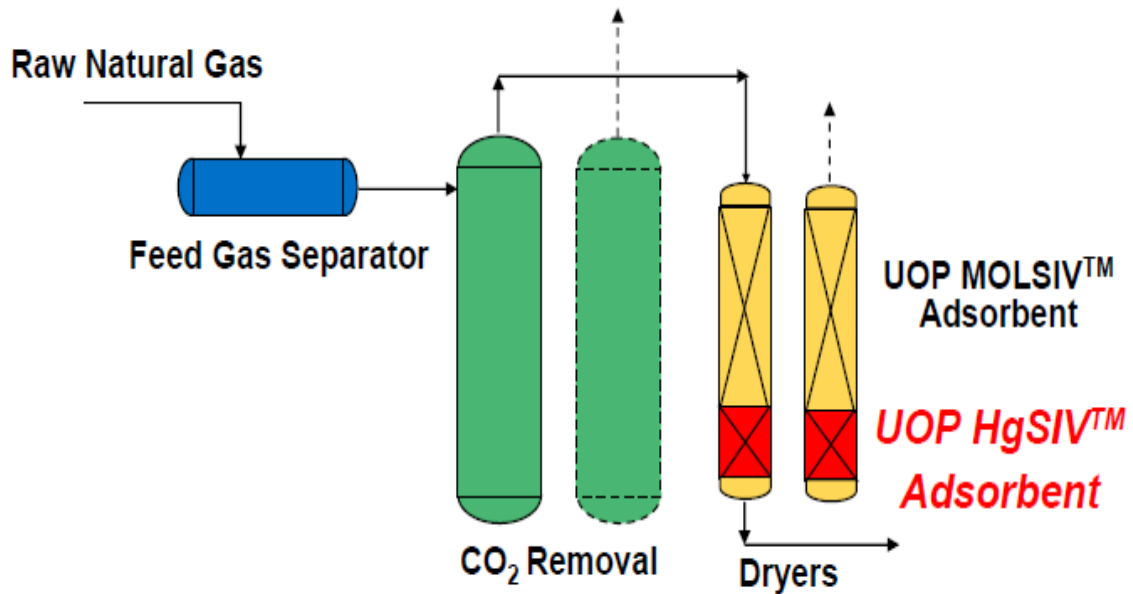


Fuente UOP – A Honeywell Company.

2.12.2 Dentro de las deshidratadoras

EL material adsorbente se añade a los deshidratadores existentes, esta opción no requiere de nuevos recipientes (torres deshidratadoras) y tuberías, además no se incrementa la caída de presión. En este caso, el deshidratador se regenera típicamente con una pequeña corriente de gas residual. El gas de regeneración se enfría para eliminar la mayor parte del agua y luego se coloca en la línea de gas de venta. Esencialmente todo el mercurio entra en la línea de gas de venta. El deshidratador actúa para desviar todo el mercurio y una parte del agua.

Figura 13. Remoción de mercurio dentro de los deshidratadores

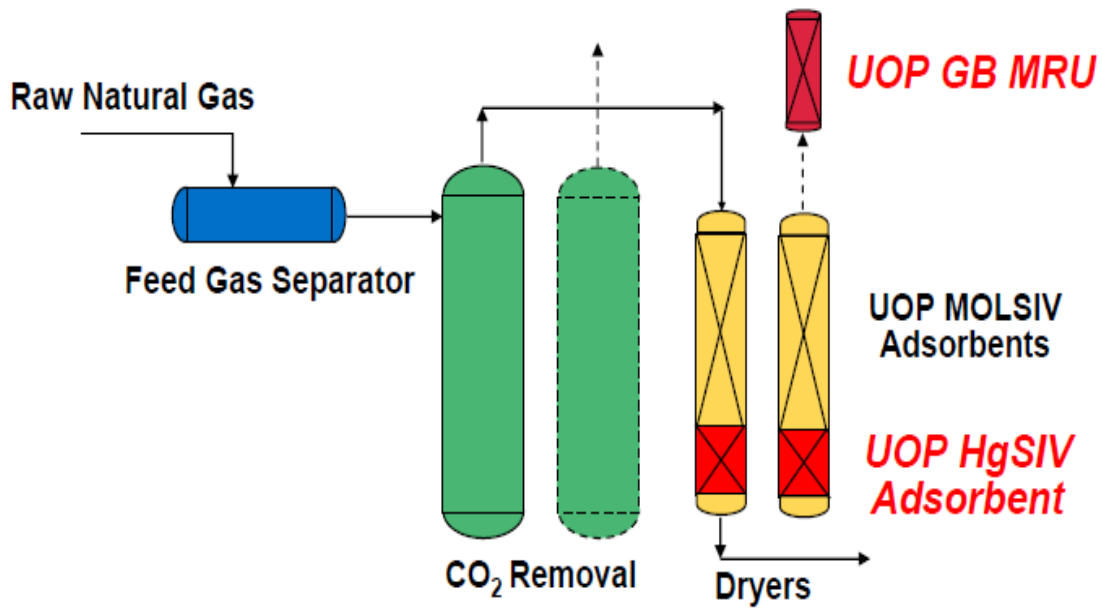


Fuente UOP – A Honeywell Company.

2.12.3 En los secadores y el gas de regeneración

En este caso, el gas de regeneración se trata con adsorbentes para la eliminación de mercurio antes de su puesta en la línea de gas ventas o el utilizado como gas combustible. Esta opción requiere un recipiente separado, De tamaño mucho menor que el deshidratador, ya que esta corriente de regeneración es mucho más pequeña.

Figura 14. Remoción de mercurio en los secadores y el gas de regeneración

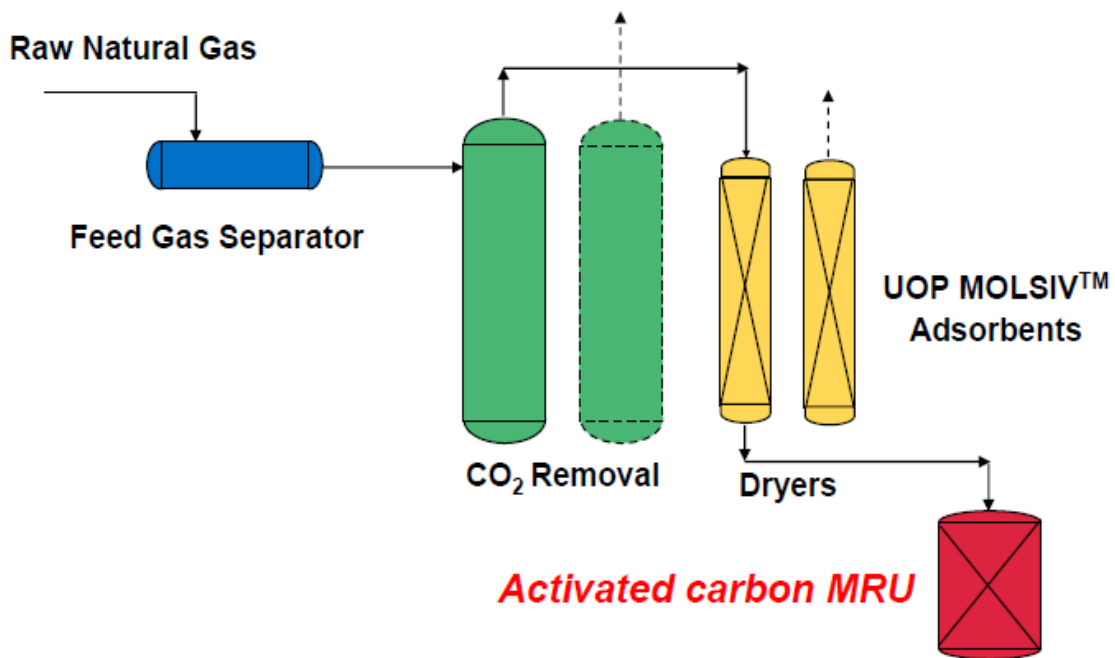


Fuente UOP – A Honeywell Company.

2.12.4 Aguas abajo de los deshidratadores

La colocación de la MRU aguas abajo del deshidratador, mientras que no es una ubicación preferida para la mayoría de plantas de gas natural, significa que es poco probable que el gas tendrá cualquier arrastre de líquido, lo que resulta en buena capacidad de eliminación de mercurio y la vida del adsorbente. El inconveniente es que debido a que la MRU se encuentra aguas abajo del deshidratador, la caja fría estará protegida, pero habrá mercurio en el gas ácido, así como en el gas de regeneración de tamiz molecular. Además, esta opción requiere recipientes separados y se adiciona una caída de presión al proceso.

Figura 15. Remoción de mercurio aguas abajo de los deshidratadores



Fuente UOP – A Honeywell Company.

2.13 Opciones de proceso para eliminación de mercurio

Estas opciones cumplen con las especificaciones requeridas de mercurio y cada una ofrece ventajas operativas. La opción de tamiz molecular se basa en una porción de la torre deshidratadora de tamiz molecular que contiene un secador de plata impregnada, que forma un Amalgama con mercurio. Durante el ciclo de calentamiento de la torre de secado, el mercurio se desorbe en un flujo de regeneración y el mercurio no pasa a los equipos criogénicos aguas abajo.

En lugar de eliminar el mercurio en un punto situado inmediatamente aguas arriba de la unidad criogénica, algunos operadores han optado para purificar el gas que entra en la planta. En este caso, para cumplir con la especificación de mercurio se puede emplear un lecho absorbente más grande para la eliminación de mercurio, ya que el gas a tratar se encuentra sin separación inicial, por lo cual el volumen es más grande.

Una variación reciente combina los dos enfoques, uso de un tamiz molecular impregnado de plata y un adsorbente no regenerable. La instalación de una

pequeña vasija con absorbente no regenerable para tratar el mercurio desorbido desde la unidad de tamiz molecular elimina el mercurio de los gases de ventas. La instalación de un sistema de remoción de mercurio varía mucho de acuerdo a las necesidades de una planta.

2.14 Tipos de Absorbentes para remoción de mercurio

2.14.1 Absorbente no regenerable

Además de la formación de amalgamas con varios metales, el mercurio es muy móvil y se adsorbe sobre superficies de tuberías y otros equipos que se encuentran comúnmente en las plantas de procesamiento de gas. El mercurio puede desorber de nuevo en una corriente de gas, que pasa a través de una tubería contaminada.

Las Unidades de Remoción de Mercurio (MRU por sus siglas en inglés) han desarrollado tecnologías para conocer la afinidad que tiene el contaminante (mercurio) con ciertas superficies. Tanto absorbentes metálicos como a base de carbono se han desarrollado para eliminar mercurio en función a los diferentes tipos de hidrocarburos de entrada a una planta. Los sistemas con absorbentes no regenerables contienen en su lecho azufre, potasio y carbón activado.

Las MRU que contienen carbón activado con azufre han prevalecido en las plantas de procesamiento de gas, aunque estas unidades recientemente han sido sustituidas por sistemas de metal-sulfuro, por varias razones. La extensa naturaleza microporosa del carbono activado significa que la condensación capilar es un problema cuando se trabaja cerca del punto de rocío de un gas.

Un lecho de carbono-azufre también es propenso a la disolución de azufre cuando se expone a una corriente de gas "húmedo". Esta lixiviación de sulfuro de carbono conduce al desprendimiento del azufre de la MRU, potencialmente dañando los equipos aguas abajo y la reducción de la capacidad de remoción de mercurio. La presencia de agua en el gas a tratar aumenta la cantidad de mercurio por encima de la especificación requerida. Muchos procesadores de gas instalan las MRU en cabeza de pozo o cerca a la entrada de las plantas de gas, evitando que el mercurio se separe en las corrientes de hidrocarburos líquidos procesados.

Cuando se requiere la eliminación de mercurio aguas arriba de la entrada a las plantas criogénicas y además cuando el gas sea húmedo, se convierte en un reto importante. Para este caso cuando se coloca una MRU a base de carbono, la remoción se ve comprometida. Además, el azufre (S) es soluble en los hidrocarburos líquidos, la presencia de hidrocarburo líquido en el gas natural conduce a la disolución del azufre del carbono en el lecho. Esta pérdida de sulfuro del carbón activado disminuye la capacidad de eliminación mercurio (Hg), acortando así la vida de servicio del lecho. La reacción entre Hg y S es estequiométricamente 1:1 de acuerdo a:



La presencia de humedad en el gas, así como de hidrocarburos líquidos (gas cerca al punto de rocío de hidrocarburo) conllevan al taponamiento de los microporos del lecho de carbono (disolución del azufre), acortando la vida útil de este.

Además de los requisitos básicos para asegurar la adecuada eliminación del mercurio en gases cerca de sus puntos de rocío, desde el punto de inversión, es importante asegurarse de que el volumen del reactor de la MRU se minimice tanto como sea posible. Esto es particularmente importante cuando el posicionamiento de la MRU es en una plataforma de mar donde las limitaciones espaciales son fundamentales. El tiempo de contacto en un lecho de carbono sulfurado debe ser muy grande, conduciendo a volúmenes más grandes de vasijas y altos costos de inversión.

Después de la vida útil de un lecho de carbono de una MRU, se envía normalmente a una planta especializada donde se recupera el mercurio a través de destilación al vacío. El carbono restante se somete a incineración a alta temperatura.

Nuevas tecnologías han reemplazado al carbono por lechos a base de metales de transición (sulfuro metálico). Después de su vida útil, el mercurio removido se recupera por destilación al vacío y se vende en aplicaciones especializadas para su reutilización. El metal activo restante es compatible con los programas de reciclaje de metal, se destinan a la valorización a través de un proceso de fusión y luego se venden de nuevo en el mercado abierto. Este proceso garantiza que el producto de la MRU se maneja de una manera ambientalmente amigable. Las nuevas tecnologías han desarrollado lechos para aplicaciones de gases húmedos como secos.

2.14.2 Tipos de absorbentes no-regenerables

Estos tipos de absorbentes incluyen:

2.14.2.1 Azufre elemental disperso dentro de un medio poroso (gránulos de carbón activado)

El mercurio elemental reacciona con el azufre para formar sulfuro de mercurio que es retenido en el absorbente. Este tipo de absorbente es el primer producto en la eliminación de mercurio que se usó en la industria del gas natural, después del desastre de la planta de gas a finales de los años 70. La vasija de eliminación de mercurio se instaló después del deshidratador de gas de tamiz molecular.

Actualmente, un número de fabricantes ofrecen este tipo de producto. El rendimiento del producto depende de la calidad del soporte de carbono activado y de la técnica utilizada para dispersar el azufre dentro de la partícula de carbón activado. El soporte de carbón activado tiene que tener una gran superficie de poros internos y el azufre debe ser dispersado adecuadamente sin causar ningún bloqueo de los poros internos. Esto maximiza la superficie de azufre disponible para la retención del mercurio y conserva el azufre en el carbón activado, especialmente si la temperatura de funcionamiento es superior a la ambiental. Si el azufre no está bien disperso, la disposición para el mercurio no se obtendrá, lo que resulta en una eliminación deficiente de mercurio. Además, el azufre que no está correctamente dispersado no se adhiere fuertemente al carbón activado. Este azufre será despojado por el gas, especialmente a temperaturas más altas. Pérdidas de azufre disminuyen la capacidad de eliminación del mercurio y pueden contaminar los equipos de proceso aguas abajo y la recuperación de GLP.

2.14.2.2 Sulfuro metálico o sulfuros mixtos dispersos dentro de una matriz sólida (carbón activado o alúmina)

El mercurio reacciona con el sulfuro y se deposita en el absorbente. Se han encontrado sulfuros metálicos y polisulfuros eficaces para la eliminación de mercurio. El cobre y el zinc son los metales predominantes utilizados, así como otros metales de iguales propiedades. La mayoría están disponibles en la forma de gránulos. Los tamaños de las partículas varían generalmente entre 0,9 y 4

mm. Las partículas más pequeñas ofrecen una mejor eficiencia de remoción de mercurio, pero dan una caída de presión más alta. Estos productos pueden ser utilizados tanto en gas como para hidrocarburos líquidos y además no se deterioran por el contacto con agua líquida.

2.14.2.3 Partículas de carbón activado impregnadas con Haluros

Estas partículas se utilizan para eliminar el mercurio de hidrocarburos líquidos. El mercurio reacciona con el haluro, tal como yoduro, para formar HgI_2 que se retiene en el absorbente. El producto no se puede utilizar cuando existe el peligro de agua líquida en contacto con el absorbente ya que el agua líquida disuelve el haluro y puede causar la corrosión del recipiente.

2.14.2.4 Resinas de intercambio iónico

Estas resinas eliminan el mercurio de alimentaciones de nafta líquida para plantas petroquímicas con resultados exitosos.

2.14.3 Tamices moleculares regenerables

Esta tecnología es un sistema novedoso para la protección de equipos criogénicos. Utilizando dos tipos diferentes de tamiz molecular dentro de la sección de deshidratación de una planta de gas, es posible asegurar un gas natural seco y libre de mercurio antes de entrar en la unidad criogénica. Ya que la configuración y el procedimiento de funcionamiento de los secadores no se ve afectado por la instalación de este sistema de doble tamiz, la facilidad de operación está asegurada. El tamiz molecular de plata, diseñado para eliminar el mercurio y adicionalmente el agua, es capaz de pasar a través de miles de ciclos de regeneración sin acortar el tiempo de vida. Durante la absorción el mercurio forma una amalgama con el lecho de plata a través de la estructura de tamiz molecular y luego se desorbe con gas caliente cuando se regenera el tamiz. El gas de regeneración atrapa el mercurio evitando que este pase a la unidad criogénica.

La eliminación del mercurio instalando un tamiz de plata en las torres secadoras existentes, asegura la disminución de inversión inicial sin la necesidad de

instalar una MRU adicional. Además las plantas que adoptan esta tecnología se incurren en caídas de presión adicionales.

Para garantizar la eliminación del mercurio en el gas ventas y proteger los equipos criogénicos de la planta, se ha desarrollado una opción de eliminar el mercurio con tamices moleculares de plata y mediante la instalación de un recipiente con absorbente de mercurio no regenerable en la corriente de regeneración a partir de la unidad de secado de tamiz molecular, el mercurio se retira y se captura eficazmente. Como la corriente de gas regeneración tiene un caudal bajo (típicamente 10% del gas de entrada), el volumen del recipiente que contiene el absorbente no regenerable es pequeño. Esto se traduce en un costo-beneficio positivo asociado con la instalación del recipiente absorbente.

Claramente, hay varias maneras de eliminar el mercurio de las plantas de procesamiento de gas natural. Los escenarios están en función a la inversión, requisitos de protección de los equipos y factores ambientales.

2.14.4 Tipos de Adsorbentes Regenerables

Este es un producto que se ha mejorado en gran medida las propiedades de eliminación de mercurio. Es un tamiz molecular que ha sido modificado con plata. Los adsorbentes conservan sus propiedades completas para eliminar el agua y otros adsorbentes convencionales. La plata se ha depositado sólo en la superficie del tamiz molecular. El mercurio del gas, o a partir de una corriente de líquido, entra en contacto con la plata, se amalgama con él. Al tener la plata en la superficie el átomo de mercurio no tiene que difundirse a través de la estructura de los poros, lo que hace enormemente lenta la tasa de eliminación de mercurio. Cuando el adsorbente se calienta a la temperatura normal deshidratador de la regeneración, el mercurio se libera de la plata y se deja con el gas de regeneración gastado o rico. Debido a que estos sitios de eliminación de mercurio de superficie se regeneran cada ciclo, el producto conserva una alta tasa de eliminación de mercurio.

Normalmente, sólo una fracción del volumen del lecho absorbente de la torre deshidratadora debe ser reemplazada con el adsorbente para conseguir el nivel deseado de eliminación de mercurio. Este producto normalmente se encuentra en la parte inferior de la torre secadora. La vida útil del adsorbente a menudo excede la vida útil del tamiz de deshidratación y puede ser reutilizado.

2.15 Intercambiadores de calor de aluminio soldado

2.15.1 Generalidades

Un intercambiador de calor de aluminio soldado es típicamente el 20% del tamaño de un intercambiador de carcasa y tubo, comparando su rendimiento. Además la construcción en aletas ofrece una amplia capacidad de múltiples fluidos simplificando una serie extensa de intercambiadores de carcasa y tubo.

Un intercambiador de calor de aluminio soldado reduce el capital de inversión, inversión y costos de operación en comparación con un intercambiador de carcasa y tubo. Un intercambiador de calor de aluminio soldado tiene las siguientes características:

- ✓ Construcción de aluminio para una máxima transferencia de calor y conductividad térmica.
- ✓ Aletas de transferencia de calor de alto rendimiento.
- ✓ Diseño personalizado para un rendimiento térmico e hidráulico optimizado.
- ✓ 6 a 10 veces mayor área de superficie de transferencia de calor.
- ✓ 10 a 20 veces más conductancia del intercambiador (UA).
- ✓ Capacidad para múltiples corrientes.
- ✓ El costo inicial de 25 a 50% más bajo.
- ✓ Hasta un 95% menos de peso.
- ✓ Ocupa menos espacio.
- ✓ Reducción de gastos en accesorios, instalación, aislamiento, transporte.
- ✓ Enfoques de temperatura reducida, tan bajos como (1° C) 2° F, dan lugar a la reducción en caballos de fuerza del compresor.

Otras características especiales son:

- ✓ Intercambiador de conjunto modular
Un conjunto de intercambiador modular consiste de dos o más bloques de intercambiador, soldadas justo antes de unir los cabezales, para formar un solo intercambiador. Esta forma de construcción se utiliza cuando el tamaño del intercambiador de calor es más grande que el tamaño del bloque que se puede construir. Elimina la necesidad de construcción de tuberías adicionales para interconectar dos o más intercambiadores individuales.

- ✓ Conjunto de Intercambiador múltiple

Es un solo conjunto de intercambiadores individuales dispuestos ya sea en un paralelo, en serie, o una combinación serie-paralelo. Estos intercambiadores se utilizan cuando el requisito de transferencia de calor es demasiado grande ya sea para un solo intercambiador o para intercambiador de conjunto modular.

2.15.2 Construcción

Un intercambiador de calor de aluminio soldado debe su versatilidad inherente y alta características de rendimiento a su construcción en placas de aletas de aluminio. Cada intercambiador de calor de aluminio soldado consiste en capas de aletas onduladas separadas por hojas. Además de los puntos de entrada y de salida de fluido en cada capa y los bordes se sellan con rejillas que contribuyen a la estructura con resistencia mecánica y contener líquidos, evitando que se escape a la atmósfera.

La capacidad de corrientes múltiples en un intercambiador de calor de aluminio soldado se logra mediante la alteración de la entrada y los puntos de salida de cada corriente de proceso. Es común para un intercambiador de calor de aluminio soldado tener más de 10 corrientes de procesos diferentes en un solo diseño que permite al diseñador de procesos optimizar las curvas de enfriamiento para el máximo eficiencia del proceso.

Los intercambiadores de calor de placas de aletas están contruidos de aluminio. La construcción básica consiste en capas de aletas corrugadas que se sueldan entre hojas separadas. El tamaño de un intercambiador de calor, el número de capas, tipo de aletas, arreglo y dirección de flujo variará dependiendo de la aplicación. Los componentes básicos de un intercambiador de aluminio soldado son:

- ✓ Boquillas

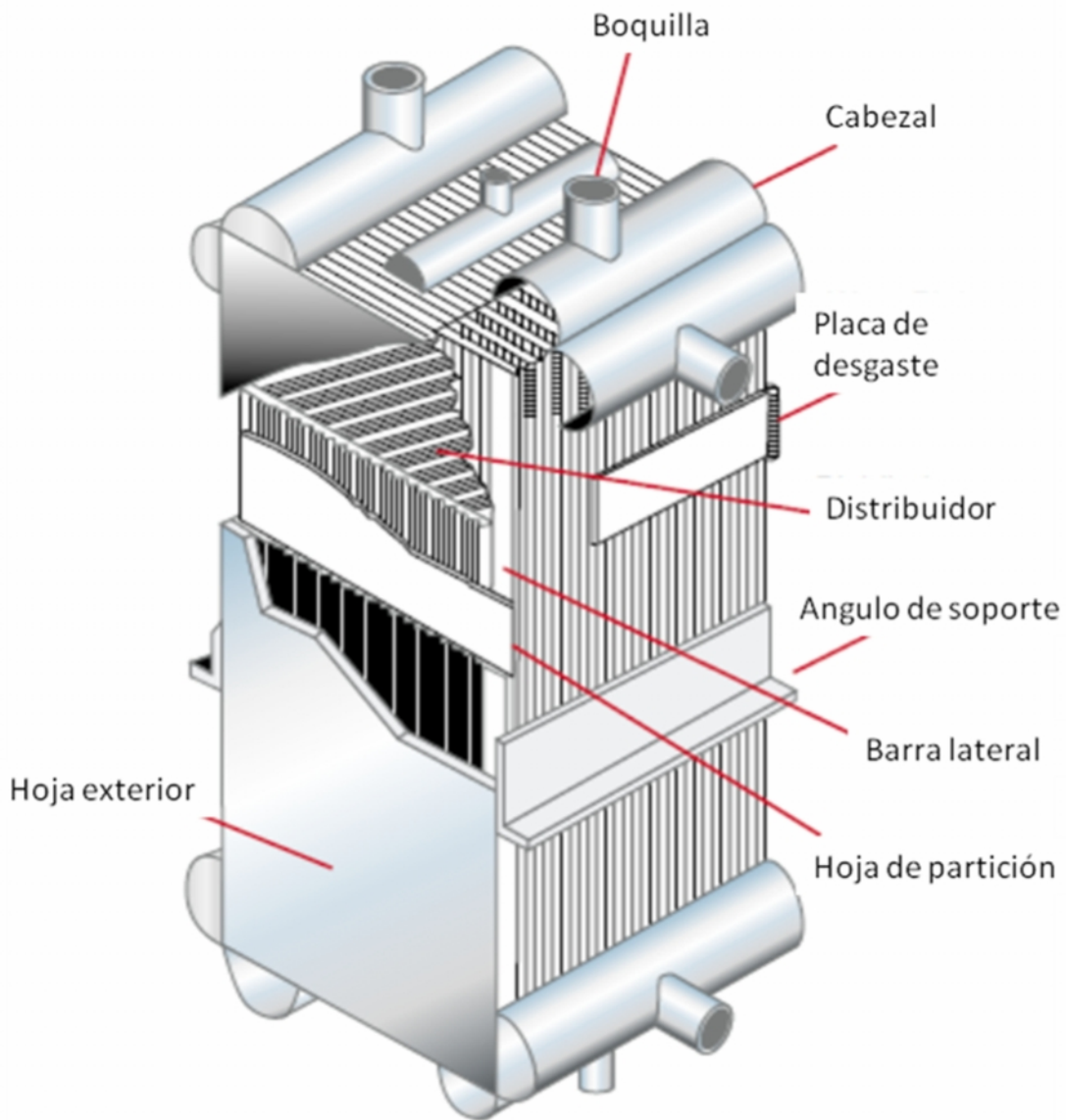
Las boquillas son las secciones de tubería que se utilizan para conectar los cabezales del intercambiador de calor a las tuberías de proceso.

- ✓ Cabezales

Los cabezales son los cilindros de media que proporcionar la distribución del fluido desde las toberas hacia o desde los puertos de cada capa dentro del intercambiador de calor.

- ✓ Puertos
Los puertos son las aberturas en la barra final, que se encuentra bajo los cabezales, a través del cual los fluidos entran o salen de las capas individuales.
- ✓ Distribuidores de Aletas
El distribuidor de aletas distribuye el fluido entre el puerto y las aletas de transferencia de calor. El espesor típico de un distribuidor de aleta es 0,016 pulgadas.
- ✓ Aletas de transferencia de calor
Las aletas de transferencia de calor proporcionan una extendida superficie de transferencia de calor. Todas las aletas, tanto transferencia de calor y el distribuidor, proporcionan una estructura de conexión entre la separación de las hojas, creando así la estructura esencial manteniendo la integridad de la presión el intercambiador de calor. Los espesores típicos para la transferencia de calor son 0,007, 0,008, 0,010, y 0,016 pulgadas.
- ✓ Hojas
Las hojas de separación contienen los fluidos dentro capas individuales en el intercambiador y también sirven como superficie de transferencia de calor primario. Los espesores típicos de separación son 0,040, 0,080, y 0,125 pulgadas.
- ✓ Hojas exteriores
Por lo general son de 0,25 pulgadas de espesor y sirven como la superficie exterior para protección del intercambiador, así como para la fijación de los cabezales.
- ✓ Rejillas laterales y exteriores
Encierran las capas y forman el perímetro de protección del intercambiador. Anchos típicos son 0,81, 1,0, y 1,5 pulgadas.

Figura 16. Componentes principales de un intercambiador de calor de aluminio soldado



Fuente UOP – A Honeywell Company.

2.15.3 Códigos y Materiales de Construcción

Los intercambiadores de calor de aluminio soldado normalmente están diseñados y fabricados de conformidad con la Sección VIII, División I del Código de Recipientes a presión de la ASME, llevan el estampe "U", y se registra en la Junta de Inspectores Nacionales de Calderas y Vasijas a Presión. La tubería asociada es normalmente diseñada y fabricada de acuerdo con el Código de

Tuberías de la ASME B31.3. En la placa de identificación del intercambiador lleva el código de construcción y los valores de operación.

La Tabla 2 indica los materiales típicos de construcción de los intercambiadores de calor de aluminio soldado (Aleación de aluminio):

Tabla 2. Materiales típicos de construcción de los intercambiadores de calor de aluminio soldado (Aleación de aluminio)

Parte	Aleación
Hojas del exterior	3003
Hojas de separación	3003
Rejillas laterales y externas	3003
Aletas de transferencia de calor	3003
Aletas de distribución	3003
Cabezales	5083
Bridas	6061 – T6
Ángulos de soporte	6061 – T6
Cáncamos	6061 – T6

Fuente: Manual de Ingeniero Químico.

2.15.4 Características de las aleaciones de aluminio utilizadas en los intercambiadores de calor de aluminio soldado

✓ Serie 3

En estas aleaciones el principal elemento aleante es el Manganeseo (Mn). Estas aleaciones tan solo tienen un 20% más de dureza que el aluminio puro. Eso es porque el Mn solo puede añadirse de forma efectiva en solo un 1.5%. Por ello hay muy pocas aleaciones de esta serie. Sin embargo los aluminios 3003, 3004 y 3105 son muy usados para fabricar utensilios que necesiten dureza media y que sea necesario buena trabajabilidad para fabricarlos como son botellas para bebidas, utensilios de cocina, intercambiadores de calor, mobiliario, señales de tráfico, tejados y otras aplicaciones arquitectónicas.

✓ Serie 5

Esta serie usa como principal elemento aleante el Magnesio (Mg) y a veces también se añaden pequeñas cantidades de Mn cuyo objetivo es el endurecer el aluminio. El Mg es un elemento que endurece más el aluminio que

el Mn (un 0.8 de Mg produce el mismo efecto que un 1.25 de Mn) y además se puede añadir más cantidad de Mg que de Mn. Las principales características de estas aleaciones son una media a alta dureza por endurecimiento por deformación, buena soldabilidad, buena resistencia a la corrosión en ambiente marino y una baja capacidad de trabajo en frío. Estas características hacen que estas aleaciones se usen para adornos decorativos, ornamentales y arquitectónicos, en el hogar, iluminación de las calles y carreteras, botes, barcos y tanques criogénicos, partes de puentes grúa y estructuras de automóviles.

- ✓ Serie 6
En estas aleaciones se usan como elementos aleantes el Magnesio (Mg) y el Silicio (Si) en proporciones adecuadas para que se forme el Mg_2Si . Esto hace que esta aleación sea tratable térmicamente. Estas aleaciones son menos resistentes que el resto de aleaciones, a cambio tienen también formabilidad, soldabilidad, maquinabilidad y resistencia a la corrosión. Su uso suele ser el de aplicaciones arquitectónicas, bicicletas, pasamanos de los puentes, equipo de transporte y estructuras soldadas.
- ✓ T: Denomina a materiales que han sido endurecidos por tratamiento térmico con o sin endurecimiento por deformación posterior. Las designaciones de W y T solo se aplican a aleaciones de aluminio ya de forja o de fundición que sea termotratables.
- ✓ T6: Solución tratada térmicamente y envejecida artificialmente. Son designados de esta forma los productos que después de un proceso de conformado a alta temperatura (moldeo o extrusión) no son endurecidos en frío sino que sufren un envejecimiento artificial.

2.15.5 Recomendaciones para los intercambiadores de calor de aluminio soldado

- ✓ Aislamiento
Los Intercambiadores de calor de placas soldadas de aluminio usualmente operan a temperaturas criogénicas, un aislamiento altamente eficiente debe ser aplicado para minimizar fugas de calor. El material aislante es normalmente aplicado después de que la unidad está instalada en el sitio de trabajo. El material de aislamiento debe ser no inflamable y debe colocarse después de la instalación de intercambiador.

- ✓ Pruebas en campo
La mayoría de los códigos sugieren una prueba de presión del sistema intercambiador – tubería después de su montaje. Por lo general se realiza una prueba neumática. Se deben usar gases limpios y secos. Agua o cualquier fluido que se pueda congelar no debe ser utilizado, ya que es extremadamente difícil secar el intercambiador. El agua atrapada se puede congelar en la matriz del intercambiador, esto puede desarrollar presiones hidráulicas suficientes para ocasionar su ruptura. Las pruebas deberán cumplir con las recomendaciones de los códigos internacionales y no excederá 1,1 veces la presión máxima de trabajo especificada en la placa de identificación.

- ✓ Protección contra la corrosión y las incrustaciones
Los intercambiadores de calor de aluminio soldado son capaces de manejar una amplia variedad de los fluidos. Los líquidos deben estar limpios, secos y no deben ser corrosivos al aluminio. Los fluidos que contienen partículas, componentes cerosos o elementos corrosivos no deben utilizarse en el intercambiador.

- ✓ Filtración
La presencia de partículas no sólo puede conducir a ensuciamiento sino también puede causar erosión en zonas de alta velocidad del intercambiador. Si existe un alto potencial de presencia de fluidos con partículas, el fluido debe ser filtrado con malla de 177 micrones o más fino, directamente aguas arriba del intercambiador de calor. El ensuciamiento del intercambiador de calor puede ser detectado por un aumento gradual en la caída de presión y una pérdida de rendimiento de la transferencia de calor.

- ✓ Inhibición de hidratos (inyección de metanol)
Durante la operación, hidratos o hidrocarburos pesados en las corrientes del intercambiador se pueden presentar, bloqueando a algunas o todas las capas de intercambiador. La inyección de metanol se puede utilizar si la temperatura más fría es -170°F (metanol se congela aproximadamente a -170°F). Este método implica la inyección de metanol aguas arriba del intercambiador. La inyección de metanol no se debe usar por un periodo de tiempo largo, ya que este ocasiona corrosión en la tubería de inyección, el metanol debe ser purgado con aire seco o nitrógeno. En algunos campos se utiliza glicol como inhibidor cuando las temperaturas alcanzan los -30°F .

✓ Protección contra la corrosión

Impurezas como H_2S , NH_3 , CO_2 , SO_2 , NO_2 , CO , Cl y otros gases ácidos no crean problemas de corrosión cuando el agua líquida no está presente en la corriente. Bajo ciertas condiciones, el mercurio puede corroer de aluminio. Si la corriente contiene agua y esta se congela y además tiene cierto nivel de acidez, puede provocar corrosión del aluminio. Para evitar la corrosión, el agua debe estar con un pH entre 5 – 7.

3. NIVELES DE MERCURIO EN LA PLANTA DE ESTUDIO

3.1 Método

Espectroscopia por Absorción Atómica - ASTM D 5954 / 98

3.2 Laboratorio

Core Laboratories (CoreLab)

3.3 Comentarios

El vapor de mercurio es corrosivo para las tuberías y válvulas, forma amalgamas con la mayoría de los metales, incluyendo el aluminio y el acero. También es venenoso para los catalizadores en plantas de proceso, así como un contaminante tóxico para el medio ambiente.

El método ISO 6978 da los resultados más precisos y repetibles en un límite de detección muy inferior a otros análisis reconocidos y se ha convertido en un método estándar para el análisis de Hg en gases. Todos los resultados son determinados en el sitio minimizando así los retrasos debidos al tiempo de envío y permite repetir los análisis hasta que se alcance un nivel estable. El método consiste en fluir un volumen exactamente medido de gas producido (hasta 200 litros de muy bajo concentración de Hg en el gas) a 1 litro por minuto a través de un tubo de captura de vidrio que contiene arena suspendida recubierto con una capa delgada de oro . El oro va a reaccionar con el vapor de mercurio presente en el gas para formar una amalgama de oro - mercurio. El tubo es sellado inmediatamente y devuelto al laboratorio en el sitio donde se analiza. Si se deja durante un período prolongado de tiempo el tubo se contaminará, por tanto, el resultado será falso. El tubo luego abierto se inserta en el Analizador Sir Galahad II de Hg. El tubo se purga con gas de extremadamente alta pureza en argón (99,999 %), antes de ser calentada a aproximadamente 900° C (650° C se requiere para romper la amalgama de Au - Hg). Esto proporciona la energía suficiente para romper la amalgama de Au - Hg y libera el vapor de mercurio en la corriente de argón.

El mercurio es entonces re-atrapado en una trampa secundaria recubierta de oro permanente alojado dentro del analizador. Esta trampa es calentada de manera similar y el mercurio re-vaporizado se lleva entonces a través del detector de fluorescencia ultravioleta. La Fluorescencia UV se mide por medio de un detector de tubo fotomultiplicador convencional (longitud de onda = 254 nm). Los datos se comparan internamente con el valor obtenido por el estándar de calibración y el mercurio contenido del gas se calcula usando el volumen original de gas muestreado.

Se recomienda el muestreo en pequeños volúmenes de gas inicialmente para evitar sobrecargar el analizador con Hg, a continuación, aumentar progresivamente el volumen de gas para incrementar la precisión y reducir los límites de detección.

3.4 Expresión de resultados

Los valores obtenidos de los análisis, se referencian luego a 0° C y 1 Atmósfera, expresándose en microgramos de mercurio por metro cúbico de gas ($\mu\text{g}/\text{m}^3$).

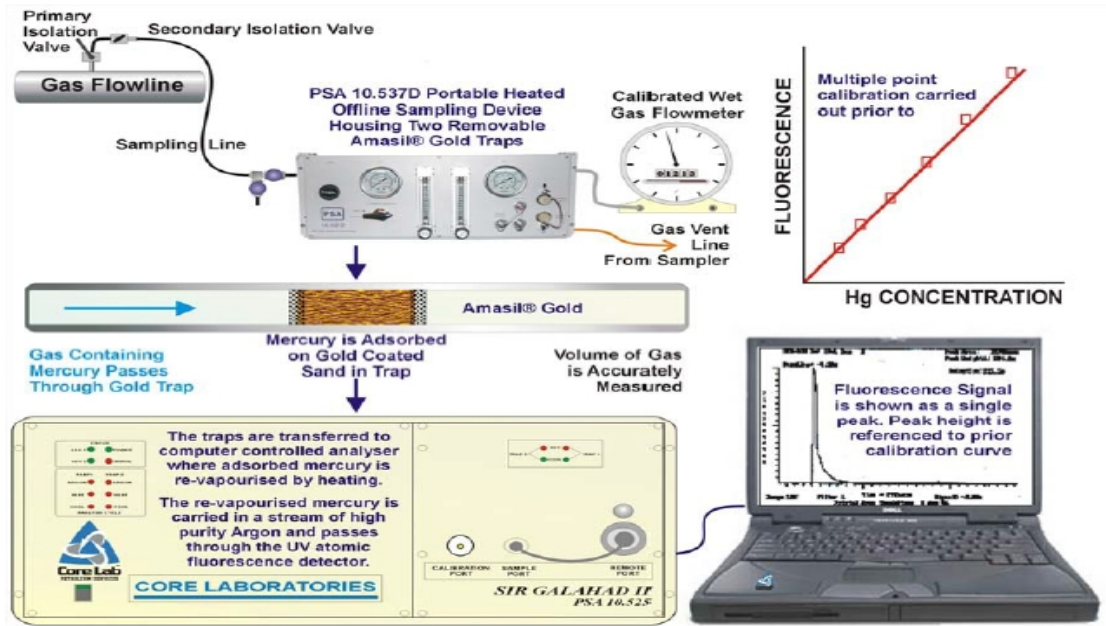
3.5 Conclusiones

Las concentraciones de mercurio de ingreso varían en función de la capacidad de gas que maneja la planta.

En cualquiera de los casos el valor está muy por encima de los 0,1 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ de referencia por los fabricantes de intercambiadores de calor de aluminio soldado. A simple vista se infiere que parte del mercurio es arrastrado por el líquido y el resto se está depositando en la planta.

Se recomienda arbitrar los medios necesarios para efectuar el tratamiento del gas de ingreso a la planta, a fin de evitar el ataque sobre todo a los equipos construidos en aleaciones de aluminio.

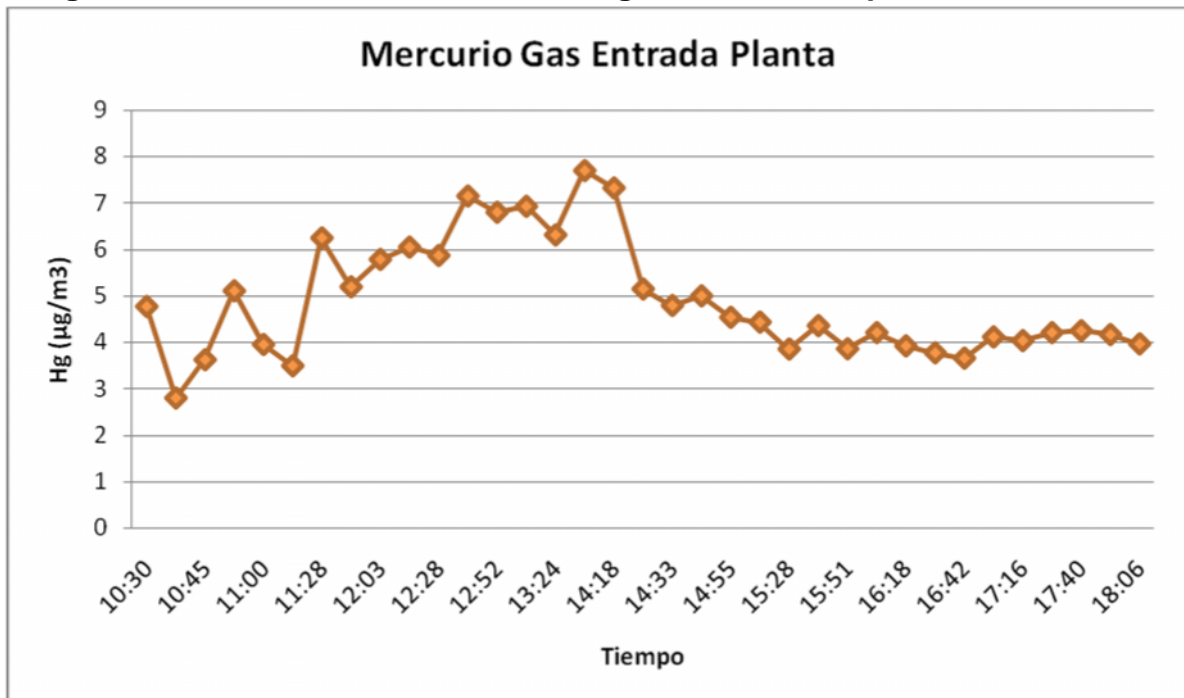
Figura 17. Esquema principal para análisis de mercurio



Fuente: CoreLab.

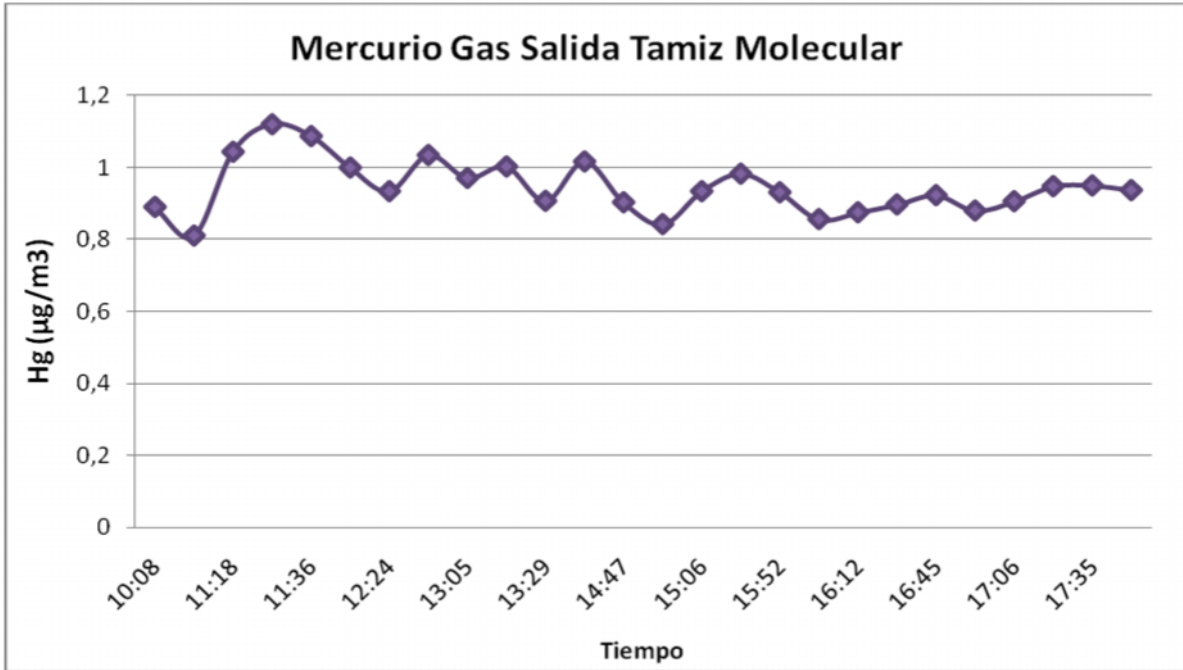
3.6 Resultados

Figura 18. Medición de mercurio en el gas entrada a la planta en estudio



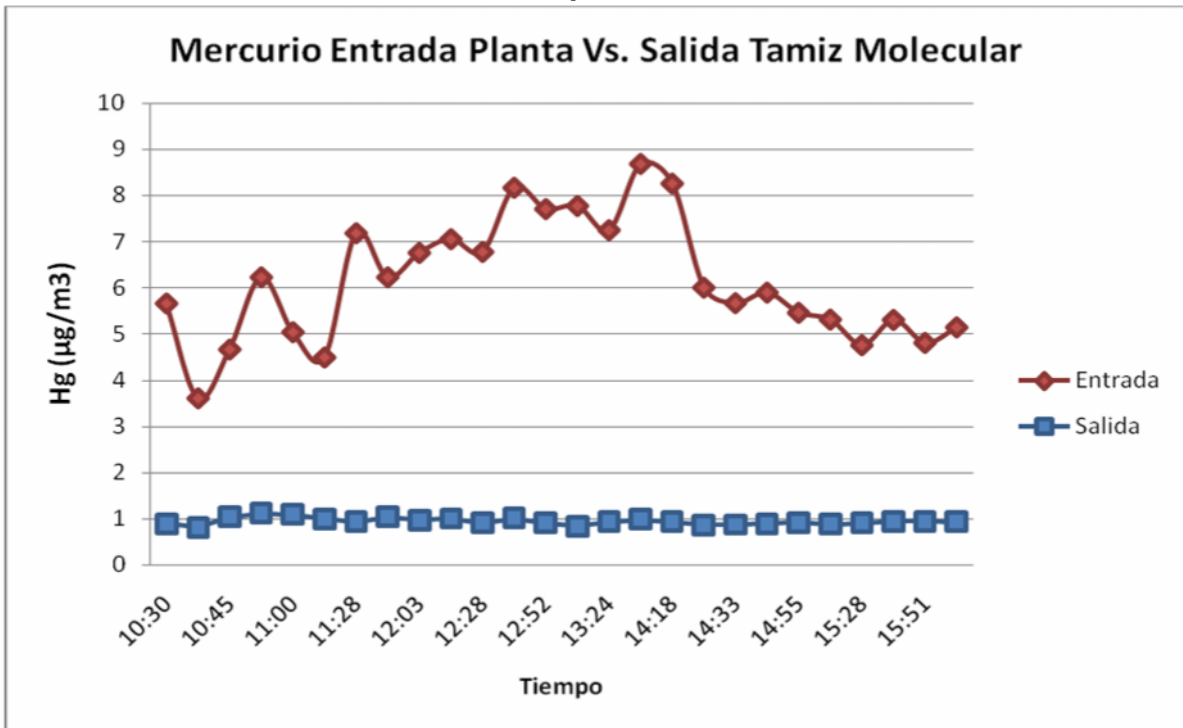
Fuente: CoreLab.

Figura 19. Medición de mercurio en el gas salida Tamiz Molecular de la planta en estudio



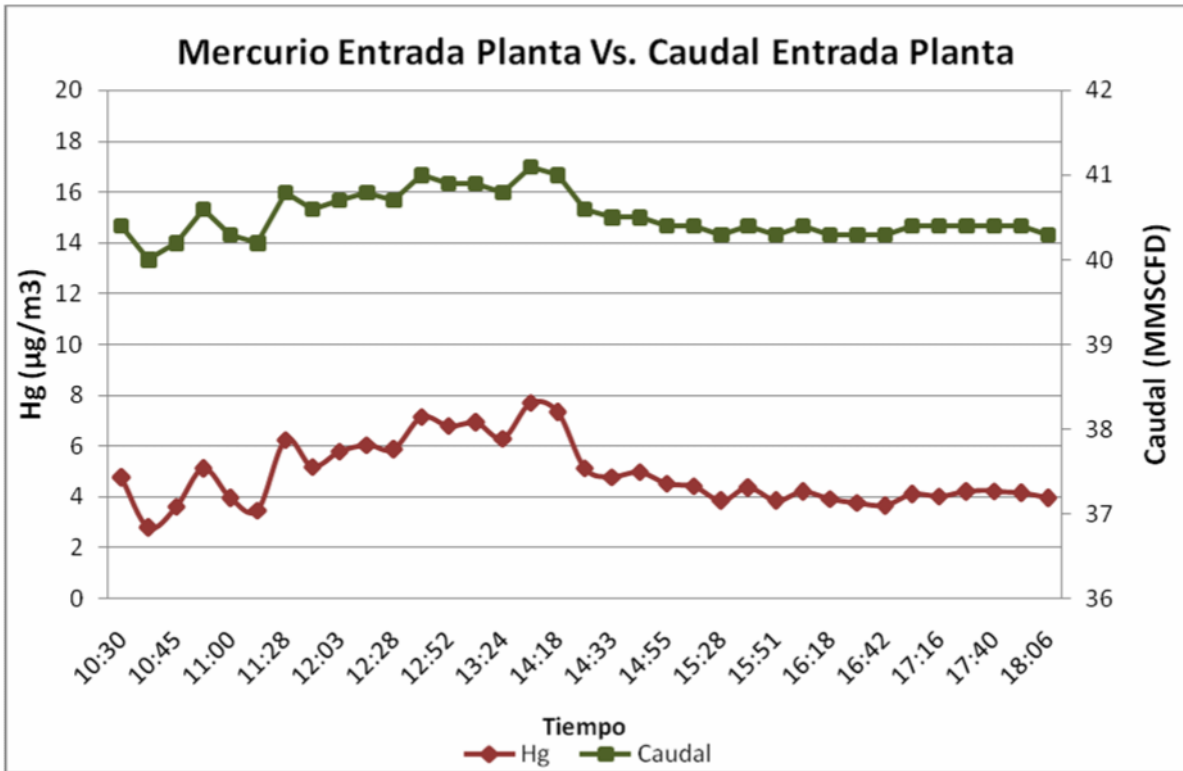
Fuente: CoreLab.

Figura 20. Medición de mercurio en el gas entrada Vs. salida Tamiz Molecular de la planta en estudio



Fuente: CoreLab.

Figura 21. Medición de mercurio en el gas entrada Vs. Caudal de entrada de la planta en estudio



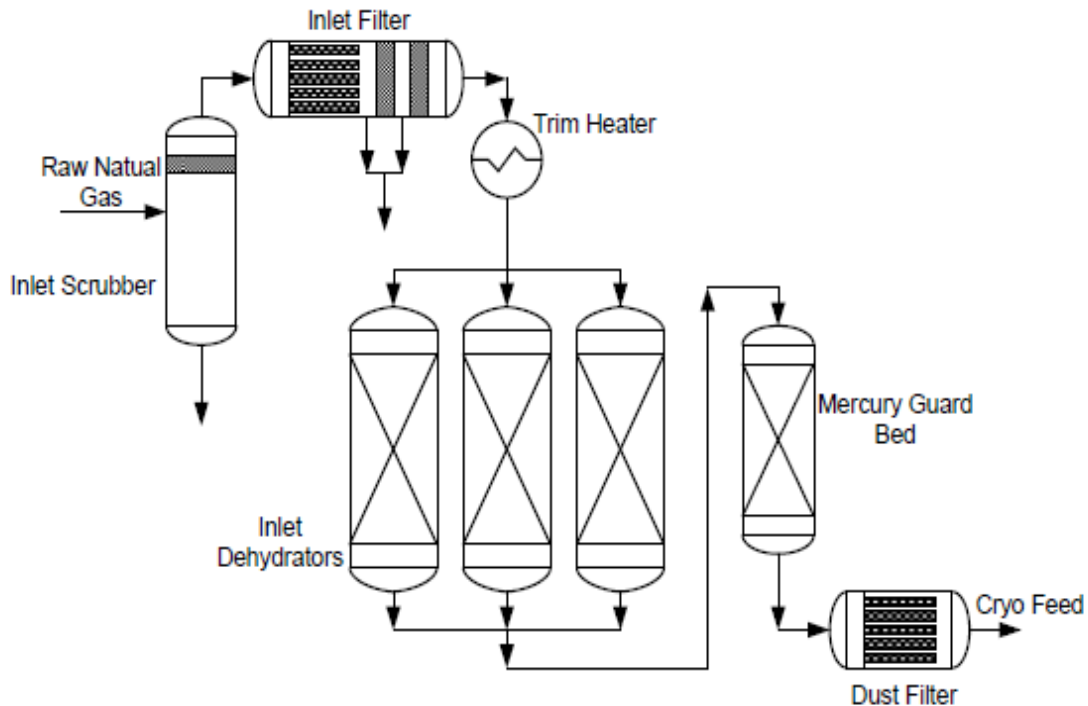
Fuente: CoreLab.

4. CASOS DE ESTUDIO

4.1 Caso 1: Empresa Criogénico Pioneer - Intercambiador ensuciado con Azufre conduce a un cambio en el adsorbente para Remoción de Mercurio

La Planta Criogénica de Gas de la Empresa Pioneer ubicada en Opal, Wyoming Estados Unidos es una sola planta que procesa hasta 750 MMPCD de gas natural. El gas se suministra a la planta de los campos de Jonás y Pinedale. La construcción comenzó en 2006. La planta fue puesta en marcha el 1 de febrero de 2008. El diseño de la planta incluye entrada de gas, separación de líquidos, deshidratación, y remoción de mercurio (Figuras 10 y 11).

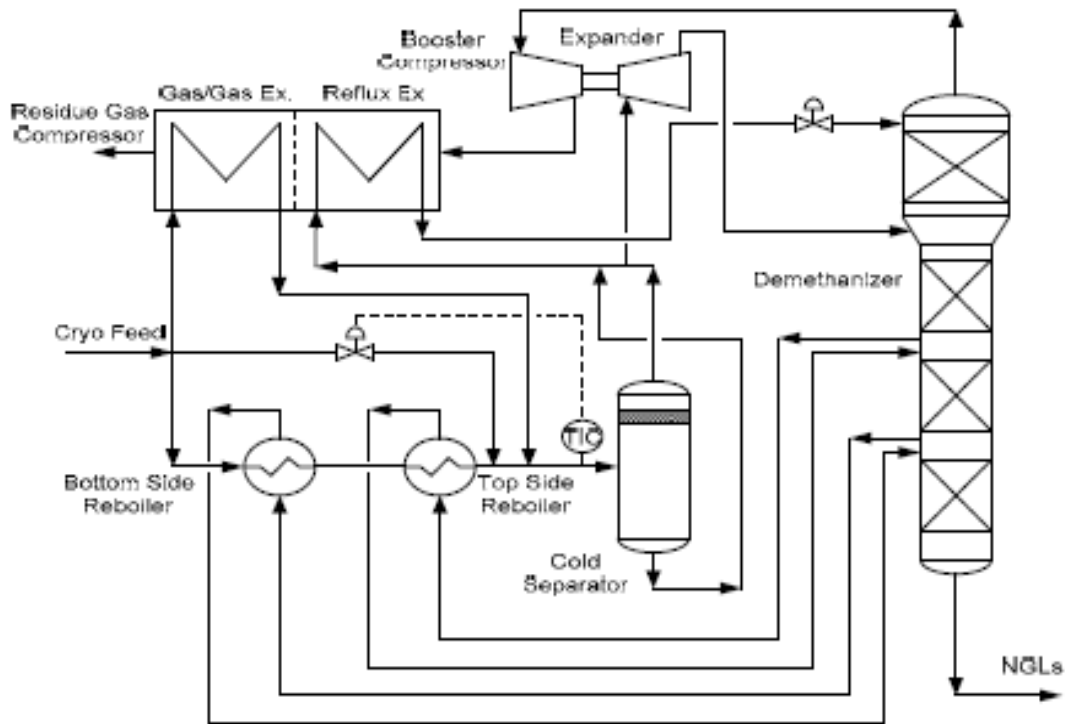
Figura 22. Diagrama de Flujo - Deshidratación y Proceso MRU



Fuente UOP – A Honeywell Company.

Desde la puesta en marcha de la planta, Pioneer ha tenido cuatro serie de eventos que se enumeran a continuación:

Figura 23. Diagrama de Flujo – zona criogénica



Fuente UOP – A Honeywell Company.

- ✓ Febrero de 2009 - Reparación del lecho de la MRU.
- ✓ Septiembre 2009 – Sustitución del lecho adsorbente (carbón impregnado con azufre).
- ✓ Diciembre 2010 – Instalación de intercambiadores de acero inoxidable, reparación bandejas torre Deetanizadora y reemplazo del tamiz molecular en las torres deshidratadores.
- ✓ Junio 2011 – Reemplazo del lecho adsorbente para remoción de mercurio.

Experiencias iniciales después de la puesta en marcha.

Poco después de la puesta en marcha de la planta se observaron problemas con el lecho de remoción de mercurio. Las investigaciones revelaron un diseño incorrecto con este sistema que causó patrones de flujos anormales y desgaste prematuro del adsorbente, generando un polvo que taponó filtros e incrustaciones en los intercambiadores de calor. Como medida preventiva se

reemplazó el lecho de remoción de mercurio. Sin embargo los intercambiadores de calor no se limpiaron. Una revisión en las tendencias resumió lo siguiente:

- ✓ Un aumento en la temperatura observada en septiembre de 2008 debida al desprendimiento del adsorbente relacionado con el diseño defectuoso del material de remoción.
- ✓ Desgaste acelerado del lecho adsorbente (febrero 2009), la transferencia de calor en los intercambiadores de calor no mejoraron porque no se limpiaron.
- ✓ Se limpiaron todos los intercambiadores de calor (septiembre 2009) para eliminación de partículas, las temperaturas de intercambio mejoraron en 1 – 2° F después de la puesta en marcha.
- ✓ Sin embargo las temperaturas aumentaron rápidamente un período corto de tiempo.

Septiembre 2009 - observaciones después de una parada

Un revestimiento en polvo fue descubierto en la parte superior de la torre y en las bandejas de distribución de los lechos 1 y 2 (figura 6).

Figura 24. Recubrimiento de polvo en las paredes de la torre, septiembre de 2009



Fuente UOP – A Honeywell Company.

Como el primer paso de la investigación, se recogieron muestras y el polvo fue analizado por espectrometría de masas, microscopio electrónico de barrido (SCEM), carbono, hidrógeno, nitrógeno, y azufre (CHNS). Los resultados analíticos se enumeran a continuación:

- ✓ Espectrometría de masas: sodio, aluminio, hierro, calcio, componentes menores.
- ✓ Microscopio electrónico de barrido: sodio, aluminio, oxígeno, calcio, hierro, azufre.
- ✓ Carbono, hidrógeno, nitrógeno, y azufre: azufre (75%), carbono (8%).

Basado en los resultados analíticos de dos de las tres muestras, la inferencia inicial fue que una fracción importante de la contaminación podría ser debido a la atrición del tamiz molecular junto con algo de carbono en la superficie. Sin embargo, no había una buena explicación para el mecanismo de ensuciamiento con polvo del tamiz molecular. Además, con el nuevo lecho adsorbente, se esperaba que el ensuciamiento del intercambiador de reflujo se detendría.

Marzo 2010 - observaciones después de una parada

Durante marzo de 2010 la planta experimentó una falla en la junta de soldadura de aluminio en el lado superior del rehervidor de la torre Deetanizadora. Esto fue cegado (taponado), sin embargo dio lugar a pérdidas significativas de recuperación de etano con la continua pérdida de transferencia de calor de reflujo. En diciembre de 2010 se instalaron rehervidores de acero inoxidable y se hicieron modificaciones en la torres Deetanizadora para la recuperación de etano. Durante esta modificación, el intercambiador de reflujo no fue limpiado impactando significativamente la recuperación de etano.

Inspecciones realizadas a la Torres Deetanizadora en diciembre de 2010 revelaron el mismo ensuciamiento con polvo en la parte superior de la torre y los redistribuidores de líquido (Figura 7, 8, 9). La capa de polvo era más gruesa en el 2009. Las muestras de polvo fueron analizadas en dos laboratorios diferentes y los resultados de azufre fueron 86,6% y 89,5% respectivamente. Teniendo en cuenta el análisis del 2009 y los realizados en el 2010, se confirmó que el polvo era azufre. Luego todos los esfuerzos se centraron en encontrar la procedencia del azufre.

Discusiones con el proveedor del lecho adsorbente (sulfuro impregnado de carbono) revelaron que los hidrocarburos líquidos lixivian azufre elemental a partir de carbono. Un análisis más detallado, el aumento del perfil de temperaturas en los intercambiadores de reflujo, reduce drásticamente la recuperación de etano.

Se realizaron simulaciones para determinar el punto de rocío de hidrocarburo. Las simulaciones arrojaron -30°F , menor que la temperatura real de la corriente, sin embargo, las incrustaciones de azufre se seguían presentando.

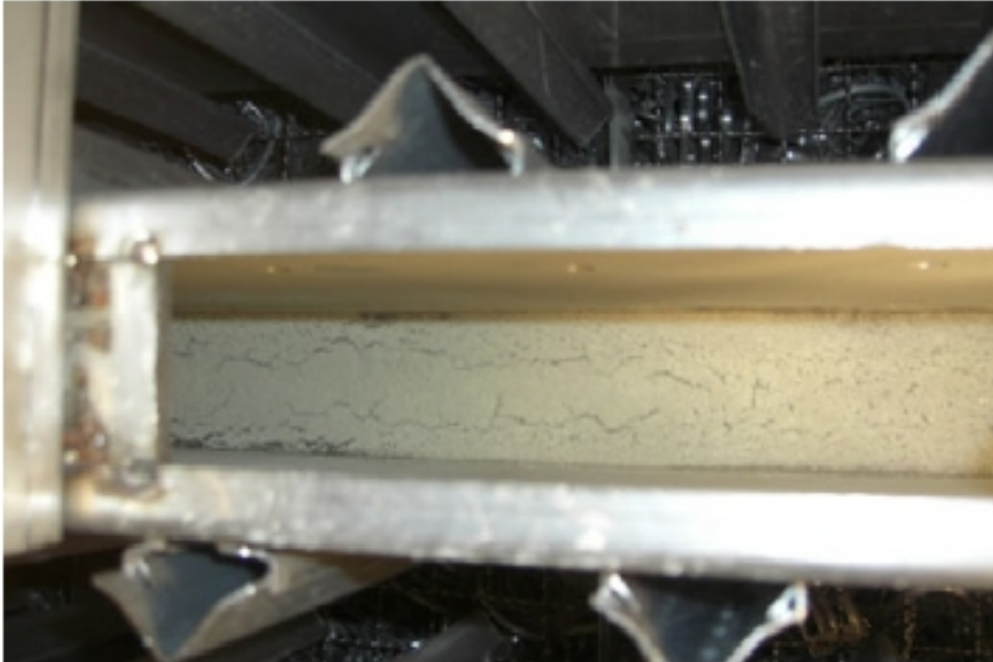
Figura 25. Polvo en bandeja de los distribuidores de la torre Deetanizadora



Fuente UOP – A Honeywell Company.

Se hicieron esfuerzos para encontrar un adsorbente de mercurio que no contiene azufre elemental. La compañía UOP distribuye un material de sulfuro de cobre que es insoluble en hidrocarburos líquidos. El cual fue cambiado, se limpiaron los intercambiadores de reflujo. El perfil de temperatura mejoró drásticamente, 40°F , y se mantiene desde Junio de 2011.

Figura 26. Polvo en bandeja de los distribuidores de la torre Deetanizadora



Fuente UOP – A Honeywell Company.

Figura 27. Polvo en distribuidores de líquido de la Torre Deetanizadora



Fuente UOP – A Honeywell Company.

4.2 Caso 2: PTT Tailandia, UOP GB -562

La planta de gas PTT GSP- 5 situada en Map Ta Phut, Rayong, Tailandia realizó el comisionamiento y puesta en marcha en 2004. La instalación en tierra procesa gas crudo a través de una tubería desde los campos de gas costa afuera en el Golfo de Tailandia. El gas crudo que entra a la planta está acondicionada para eliminar CO₂, H₂O y Hg y el flujo total de gas tratado es 530 MMSCFD. La MRU está diseñada para proteger una planta de recuperación de NGL, que incorpora una unidad criogénica que incluye un intercambiador de calor de aluminio con soldadura fuerte. La carga inicial de adsorbente para eliminación de mercurio utilizada en la planta después de la puesta en marcha fue carbón activado impregnado azufre. La configuración de la MRU en la planta de gas se compone de dos reactores en paralelo cada uno diseñado para procesar 265 MMPCD de gas.

La MRU se encuentra aguas arriba de la planta de amina y los secadores y es posicionado para tratar todo el gas que entra a la planta. Históricamente el gas entra a la MRU con algo de hidrocarburo líquido con un componente de arrastre de TEG. La carga inicial de carbón activo experimentó una grave ruptura prematura después 2 años en servicio. La tabla 3 presenta un resumen de las condiciones del proceso de la MRU.

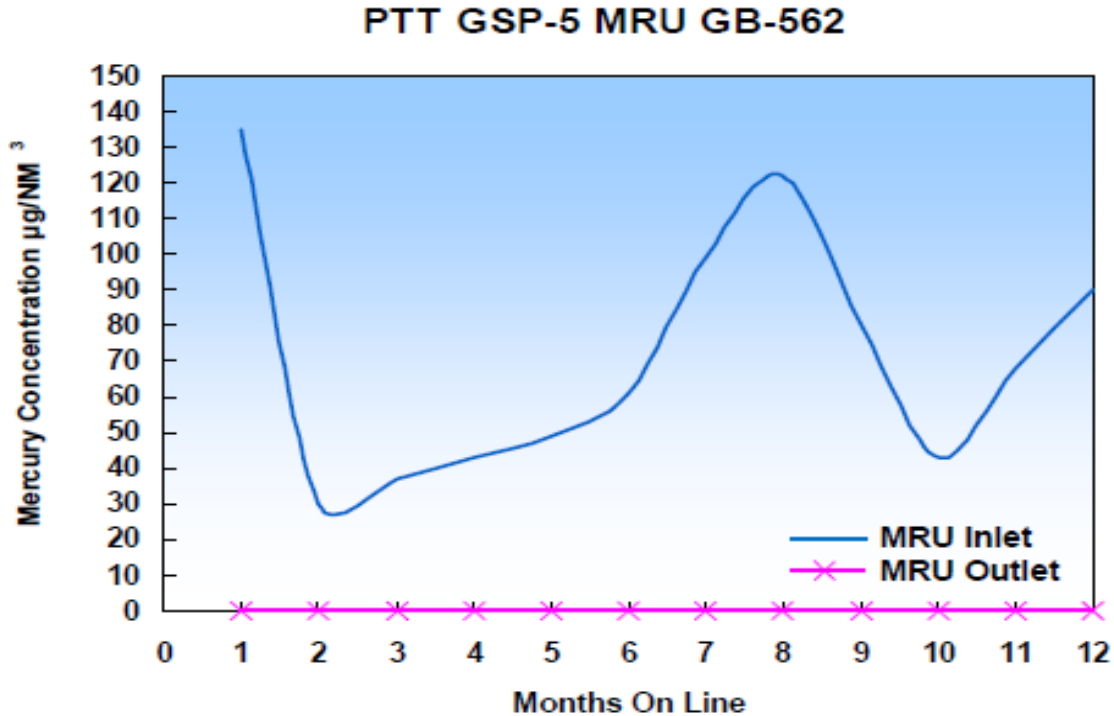
Tabla 3. Condiciones del proceso PTT GSP-5 MRU

Gas tratado	Gas Natural
Flujo de gas	530 MMSCFD
Presión de Operación	683 Psig
Temperatura de operación	65° F
Rango de Hg a la entrada	50 – 200 µg/Nm ³
Especificación de Hg a la salida	< 0,01 µg/Nm ³

Fuente UOP – A Honeywell Company.

Después de que el carbón activado fue descargado de los reactores, la MRU fue rellenada con UOP GB-562 (material adsorbente). El análisis de mercurio a la salida de la MRU se realiza en forma continua, mostrando valores por debajo de la especificación requerida y manteniendo la caída de presión, prioridad para la planta. Este es un diseño exitoso de la UOP, que sirve para procesar gas con arrastre de líquidos y saturado con agua.

Figura 28. Detalles del mercurio real medido a la entrada y salida de la planta desde la puesta en marcha de la MRU GB-562. A pesar de la fluctuación del mercurio a la entrada, la MRU continúa cumpliendo con las especificaciones deseadas.



Fuente UOP – A Honeywell Company.

4.3 Caso 3: Empresa EE.UU., Adsorbente HgSIV™ 1 + Adsorbente UOP GB-562

La planta de gas de la Empresa Meeker I, situada en la cuenca Piceance del estado de Colorado fue puesta en marcha en 2007 con una capacidad de procesamiento de gas inicial de 750 MMPCD, la incorporación de 35.000 BPD de recuperación de LGN. Una expansión de fase II en la forma de planta hermana, Meeker II, se puso en marcha en el año 2008 dando lugar a una duplicación de la capacidad a 1,5 Gas BSCFD y 70.000 BPD de LGN producido.

Tanto Meeker I y como Meeker II procesan gas para eliminar el dióxido de carbono utilizando aminas. Adsorbentes UOP MOLSIV™ UI- 94 y Hg - SIV1 en los tamices moleculares son utilizados para eliminar agua y mercurio, respectivamente, antes de que pase al sistema criogénico. Un lecho adsorbente no regenerativo (UOP GB - 562), está instalado para eliminar el mercurio del tamiz molecular en una corriente de regeneración.

Los deshidratadores de tamices moleculares están configurados de tal manera que dos torres están en modo adsorción y la otra en modo regeneración en un momento dado. Cada torre de deshidratación procesa 375 MMSCFD de gas. La tabla 3 proporciona un resumen de las condiciones de proceso en la eliminación de mercurio.

Tabla 4. Condiciones del proceso Meeker I y Meeker II

Gas tratado	Gas Natural
Flujo de gas	750 MMSCFD
Presión de Operación	995 Psig
Temperatura de operación	95° F
Rango de Hg a la entrada del deshidratador	> 800 µg/Nm ³
Rango de Hg en la corriente de regeneración	> 2000 µg/Nm ³
Especificación de Hg a la salida	< 10 µg/Nm ³

Fuente UOP – A Honeywell Company.

5. PROPUESTA PARA LA PLANTA EN ESTUDIO

El principal objetivo de la instalación de una Unidad de Remoción de Mercurio es la protección de los intercambiadores de calor de aluminio soldado de la zona criogénica de la planta en estudio (Figuras 17 y 18). El punto de muestreo para analizar la concentración de mercurio se instaló agua abajo de la deshidratación del gas con Tamiz Molecular; el valor promedio de este muestreo según CoreLab fue $0,95 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$, valor superior al recomendado por el fabricante de los intercambiadores de calor de aluminio soldado ($0,1 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$).

Figura 29. Intercambiador de calor de aluminio soldado de la planta en estudio E-4010/11.



Fuente: Autor.

Con un flujo de 40 MPCED y $0,95 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ de mercurio, 1,08 gramos/día de mercurio entran a la zona criogénica. En la Figura 19 se muestra el sistema de deshidratación con Tamiz Molecular actual de la Planta en estudio. En este orden de ideas, se pueden recomendar dos (2) opciones viables para remover el mercurio:

Opción A: Instalar una unidad de eliminación de mercurio no-regenerativa (MRU) aguas abajo del deshidratador de Tamiz Molecular. Se requiere de un recipiente adicional que incrementará de 5 a 10 Psig la caída de presión. Esta opción dará un buen rendimiento de eliminación de mercurio y de la vida útil del absorbente, ya que al ser después del deshidratador, el gas nunca tendrá arrastre de cualquier líquido.

Opción B: Convertir el deshidratador de Tamiz Molecular a doble función, la de eliminación agua y mercurio mediante la sustitución de los tamices moleculares por adsorbente (Figura 20).

Figura 30. Intercambiador de calor de aluminio soldado de la planta en estudio E-4045/50.



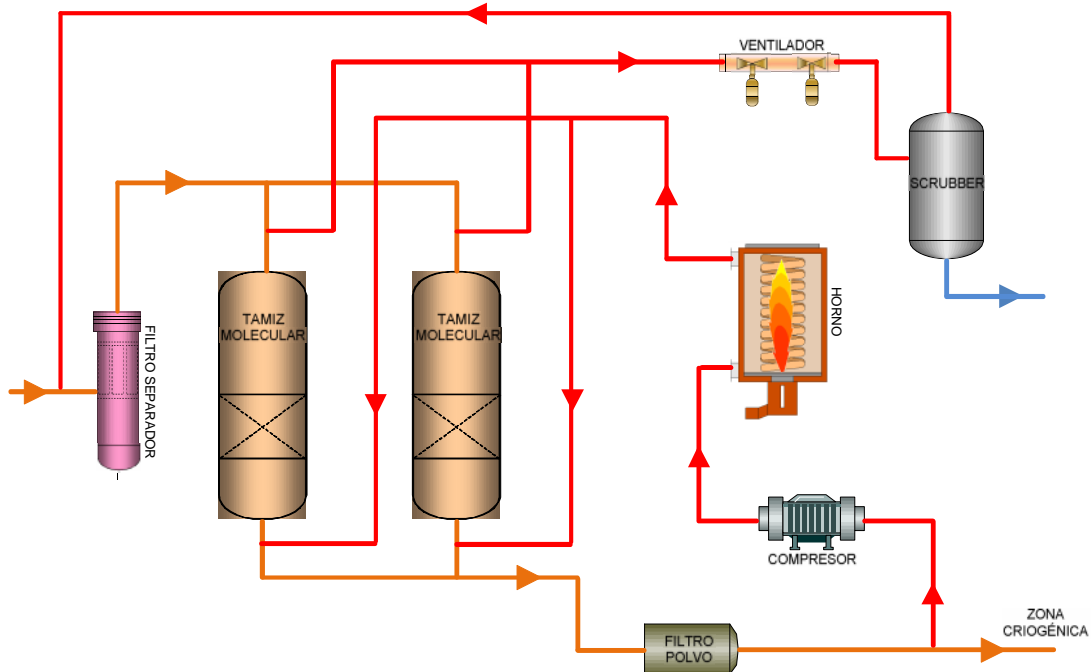
Fuente: Autor.

El deshidratador se regenera con una corriente de 8 MPCED del gas deshidratado salida de los Tamices Moleculares (generalmente la corriente de regeneración es del 10 al 20% del total de gas a la entrada del sistema de deshidratación). El gas de regeneración caliente pasa por la torre de secado/adsorbedora, luego se enfría y luego del Scrubber se coloca en una Unidad de Remoción de Mercurio no-regenerativa (MRU). Esta opción requiere

un recipiente separado, pero uno mucho más pequeño que la Opción A, ya que el mercurio se encuentra ahora en una corriente de gas de volumen mucho más pequeño con respecto al gas de entrada a la planta. Además no genera caída de presión adicional ya que este gas de regeneración es un gas de recirculación de sistema.

La carga promedio de mercurio en el total del lecho no-regenerativo es por lo general alrededor del 10 wt% (porcentaje en peso), antes de que aparezca algo de mercurio en la salida y el lecho tenga que ser recargado. Por lo tanto, con los 0,95 gramos de mercurio en el gas de entrada, el uso del absorbente de mercurio y la tasa de generación de residuos será de aproximadamente 0,095 kg/día, o aproximadamente 35 kg/año. Esto corresponde a 175 Kg si la MRU ha sido diseñada para una vida útil de 5 años.

Figura 31. Sistema de deshidratación de gas con Tamiz Molecular actual de la Planta en Estudio

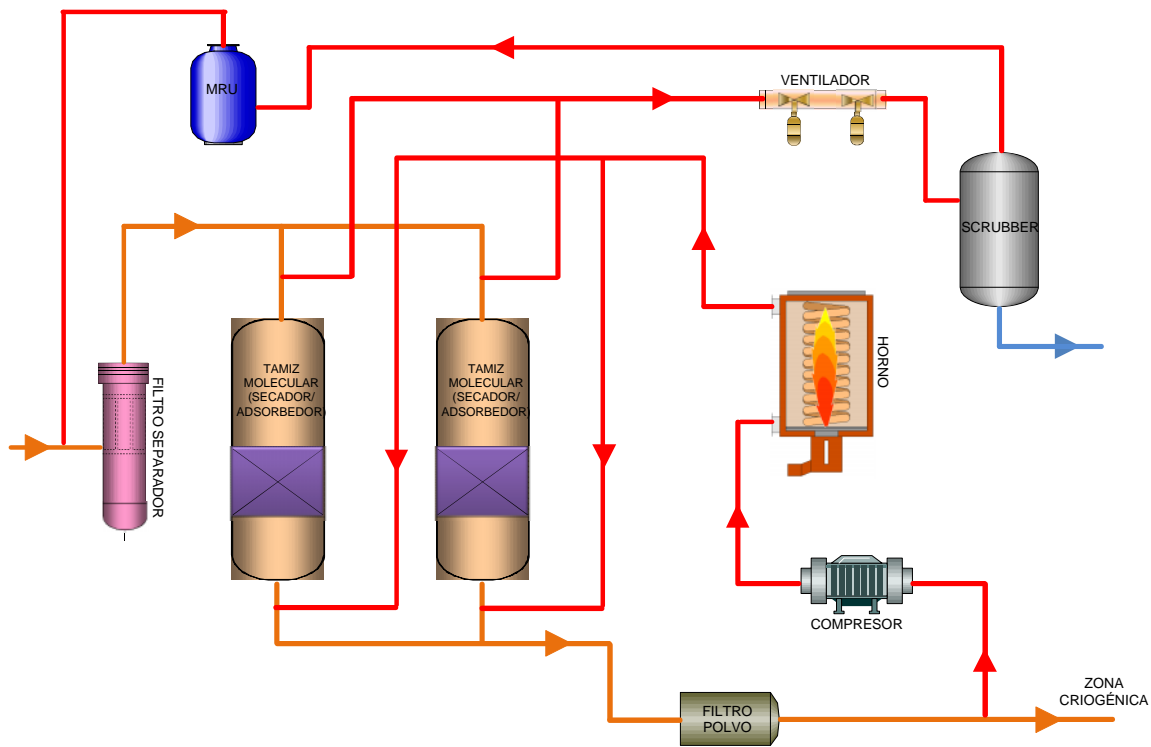


Fuente: Autor.

Lo más probable es que el agua que sale del Scrubber no estará saturada con mercurio por dos razones. En primer lugar, la mayor parte del mercurio y la mayor parte del agua salen del deshidratador en diferentes momentos. El adsorbente está en la parte inferior del lecho y recibirá el calor primero. La parte

inferior del lecho contiene la zona de transferencia de masa de agua y está sólo parcialmente cargada con agua. La mayor parte del agua entra en la parte media y tardía del periodo de calentamiento. Esto se muestra en la Figura 21. Cuando la mayor parte del mercurio está pasando a través del enfriador de gas de regeneración no hay agua de condensación. Cuando la mayor parte del agua se condensa, la mayor parte del mercurio ya ha salido. En segundo lugar, en este caso, con sólo $0,95 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ en el gas de entrada, no habrá suficiente mercurio para condensar.

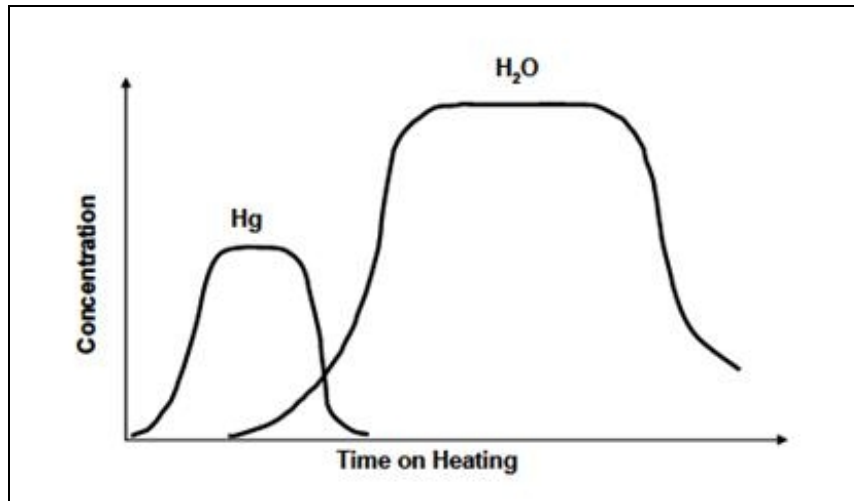
Figura 32. Sistema de Remoción de Mercurio propuesto a la Planta en Estudio



Fuente: Autor.

La eliminación de mercurio en la línea de regeneración de Tamiz Molecular es una opción muy factible ya que al ser después del proceso de deshidratación y aguas debajo del Scrubber, el gas nunca tendrá arrastre de cualquier líquido. Si cualquier líquido pasara y se depositara partículas sobre el absorbente, algo de mercurio podría pasar. Las partículas del líquido recubren el absorbente, el mercurio ahora tiene que difundirse a través de la película líquida para llegar al sitio de reacción. Esto reduce en gran medida el proceso de eliminación de mercurio.

Figura 33. Adsorbentes Para Agua y Mercurio. Perfil de Desorción



Fuente UOP – A Honeywell Company.

Los costos estimados que tendría el proyecto se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 5. Costos estimados para la implementación del proyecto en la Planta en estudio

Descripción	Costo (USD\$)
Cambio del Tamiz Molecular actual por el Tamiz propuesto para remoción de agua y mercurio.	215000
Vasija con lecho no-regenerativo instalada en la línea de regeneración del Tamiz Molecular.	75000
Trabajos mecánicos de modificación sobre la facilidad.	30000
COSTO TOTAL	320000

Fuente UOP – A Honeywell Company.

6. CONCLUSIONES

En plantas criogénicas de gas con equipamiento de aluminio se recomienda reducir el contenido de Hg en el gas de alimentación a concentraciones inferiores a $0,01 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$. Concentraciones entre $0,01$ y $0,1 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ son admisibles siempre que los equipos estén diseñados para soportar la agresión del mercurio.

Según los datos registrados por CoreLab, las concentraciones de ingreso varían en función del flujo de gas de entrada a la Planta. En cualquiera de los casos, los valores de los resultados registrados están muy por encima de los $0,1 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ de referencia. A simple vista se infiere que parte del mercurio es arrastrado por el líquido y el resto se está depositando en la planta.

De las actuales tecnologías para remoción de Mercurio, la que más se adapta al proceso de la Planta en Estudio, es una combinación de una unidad de remoción de mercurio regenerativa y otra no-regenerativa. La Unidad de Remoción de Mercurio regenerativa consiste en reemplazar el actual lecho del Tamiz Molecular que se utiliza para deshidratación de gas, por un adsorbente de doble función, deshidratación y remoción de mercurio. En la línea de regeneración del Tamiz Molecular se recomienda instalar una Unidad de Remoción de Mercurio no-regenerativa. Esta consiste en una vasija adicional pero mucha más pequeña en comparación que si se instalara aguas abajo de los Tamices Moleculares, ya que el flujo de gas de regeneración es el 20% de la corriente total de gas procesado.

7. BIBLIOGRAFÍA

AICHE Paper Jointly authored by UOP and Equistar, "Mercury Removal from cracked gas a liquid streams", Ethylene producer's conference, April 2004.

MÜSSIG, S. and ROTHMANN, B. Mercury in natural gas. Problems and technical solutions for its removal. Proc. Society of Petroleum Engineering (SPE) Asia Pacific Oil and Gas Conf. (Kuala Lumpur, Malasia), pp. 559-569. 1997.

NELSON, D. Mercury attack of brazed aluminum heat exchangers in cryogenic gas service. Proc. 73rd. Gas Processors Assoc. Annual Convention (New Orleans), p. 178-183. 1994.

WILHELM, S. Risk analysis for operation of aluminum heat exchangers contaminated by mercury. AICHE Global Congress on Process Safety (New Orleans, EE.UU). 2008.

WILHELM, S.; MACARTHUR, A. and KANE, R. Methods to combat liquid metal embrittlement in cryogenic aluminum heat exchangers. Proc. 73rd. Gas Processors Assoc. Annual Convention (New Orleans), pp. 62-71. 1994.

MARKOV, J. and CLARK, K., "Optimized Mercury Removal in Gas Plants", 84th Annual Convention Proceedings, Gas Processors Association. 2005.

ASTM D5954. Standard Test Method for Mercury Sampling and Measurement in Natural Gas by Atomic Absorption Spectroscopy. 2006.

ANEXOS

ANEXO A

MERCURIO EN AMBIENTE LABORAL DE LA PLANTA EN ESTUDIO

Introducción

Las concentraciones máximas permisibles (CMP), se refieren a concentraciones de sustancias en aire y representan condiciones por debajo de las cuales se cree que la mayoría de los trabajadores pueden exponerse repetidamente día tras día sin sufrir efectos adversos.

Sin embargo debido a la amplia variación de la susceptibilidad individual, un pequeño porcentaje de trabajadores puede experimentar molestias con algunas sustancias a concentraciones menores o iguales que la CMP; un porcentaje menor puede ser afectado más seriamente por agravamiento de condiciones preexistentes o por desarrollo de una enfermedad ocupacional. El fumar puede actuar sinérgicamente con contaminantes químicos del aire encontrados en el ambiente de trabajo, por ejemplo: amianto.

Algunos individuos pueden también ser hipersusceptibles o tener respuestas inusuales con algunos contaminantes químicos industriales debido a factores genéticos, edad, hábitos personales (fumar, otras drogas), medicación o exposiciones previas. Dichos trabajadores pueden no estar adecuadamente protegidos de efectos adversos sobre la salud, provenientes de ciertas sustancias químicas a concentraciones iguales o menores a las concentraciones máximas permisibles.

Las concentraciones máximas permisibles están basadas en la mejor información disponible de la experiencia industrial, de estudios experimentales, en humanos y animales y cuando es posible por la combinación de los tres.

La base en la cual estos valores están establecidos puede diferir de una sustancia a otra; la protección contra un daño a la salud puede ser un factor guía para algunas sustancias, mientras que una ausencia razonable de irritación, narcosis, molestias y otras formas de stress puede ser la base para otras.

La cantidad y naturaleza de la información disponible para establecer la CMP varía de sustancia en sustancia; consecuentemente, la precisión de la CMP estimada está también sujeta a variación, y se debería consultar la última documentación para determinar la magnitud de datos disponibles para una sustancia dada.

Estas CMP están dirigidas para ser usadas en la práctica de la higiene industrial como guía o recomendación en el control de riesgos potenciales a la salud. Las CMP no son una línea demarcatoria entre concentraciones seguras y peligrosas

ni índices relativos de toxicidad, y no deberían ser usadas por ninguna persona no entrenada en la disciplina de la higiene industrial.

A pesar del hecho que no se cree que exista daño serio como resultado de la exposición a estas CMP, la mejor práctica es mantener las concentraciones de todos los contaminantes en el ambiente laboral, tan bajos como sea posible.

Se utilizan 3 diferentes tipos de concentraciones máximas permisibles que se definen del siguiente modo:

- ✓ Concentración máxima permisible ponderada en el tiempo (CMP): Concentración media ponderada en el tiempo, para una jornada normal, a la cual la mayoría de los trabajadores puede estar expuesta repetidamente, día tras día, sin sufrir efectos adversos.
- ✓ Concentración máxima permisible para cortos períodos de tiempo (CMP-CPT): Concentración máxima a la que pueden estar expuestos los trabajadores durante un período continuo y hasta 15 minutos, sin sufrir efectos adversos siempre que no se produzcan más de 4 de estas situaciones por día y estando separadas como mínimo en 60 minutos, no excediéndose la concentración máxima permisible ponderada en el tiempo. Este valor debe ser considerado como la máxima concentración permitida que no debe ser rebasada en ningún momento durante el citado período de 15 minutos.
- ✓ Concentración máxima permisible: Concentración no sobrepasable en ningún momento.

Cuando para una sustancia se señala la notación "Vía Dérmica" o "piel", ello hace referencia a las sustancias vehiculizadas a través del aire, y los posibles contactos directos de estas sustancias con la piel y mucosas. La absorción cutánea se afecta mucho según los agentes vehiculizadores de estas sustancias.

Esta observación sobre posible entrada por "Vía Dérmica" o "piel", ha de servir para llamar la atención y sugerir medidas para prevenir la absorción cutánea con el objeto de no enmascarar o invalidar las correspondientes concentraciones máximas permisibles.

Con el objeto de determinar la exposición ocupacional del personal que desarrolla sus tareas en la Planta, se realizó un Muestreo General del Área de Trabajo, en distintos puntos estratégicos del establecimiento.

Concentración Máxima Permisible en Ambiente Laboral

Mercurio (legislación de Referencia- USA)

- ✓ OSHA (Occupational Safety and Health Administration): 0,1 mg/m³ (piel).
- ✓ NIOSH (National Institute Occupational Safety and Health): 0,05 mg/m³ (piel).
- ✓ ACGIH (American Conference of Governmental Industrial Hygienist): 0,025 mg/m³ (piel).

Fecha

31 de marzo de 2013

Contaminantes investigados

Mercurio

Equipo utilizado

Analizador Lumex RA 915+

Método de muestreo y análisis

El equipo toma la muestra mediante una bomba que aspira el aire y lo conduce aguas arriba hacia el sistema de análisis, compuesto por un espectrofotómetro de absorción atómica con corrección de efecto Zeeman.

La operación de analizador de RA-915+ está basada en Espectrometría de absorción atómica Zeeman diferencial, que utiliza modulación de alta frecuencia de polarización de luz (ZAAS HFM). Se coloca una fuente de radiación (lámpara de mercurio) en un campo magnético permanente H.

La línea de resonancia de mercurio $\lambda = 254 \text{ nm}$ se divide en tres componentes de Zeeman polarizados (, - y + respectivamente). Cuando la radiación se propaga a lo largo de la dirección del campo magnético, un fotodetector detecta solamente la radiación del componente . Una de aquellas radiaciones que caen en el perfil de línea de absorción y otra en un campo exterior virtual. Cuando el vapor de mercurio está ausente en la celda analítica, la intensidad de radiación de ambos componentes es igual.

Cuando aparecen los átomos absorbentes en la celda, la diferencia de intensidades de los componentes aumenta proporcionalmente como la concentración de mercurio. Los componentes son separados por el modulador de polarización.

El cambio del espectro de los componentes son significativamente menores que los anchos de banda de absorción molecular y el espectro del conjunto, por lo tanto la absorción de fondo generada por los componentes que interfieren no afectan las lecturas de analizador. Una multicelda con una longitud efectiva de alrededor de 10 m es utilizada para mejorar la sensibilidad de análisis.

Lugares muestreados

Se evaluaron distintas zonas de trabajo de la planta.

Conclusiones

Los valores registrados en el momento de llevarse a cabo las determinaciones se encuentran muy por debajo de los límites permisibles establecidos en la legislación ambiental de referencia.

Tabla 6. Concentración de Mercurio en la Planta en estudio

Punto muestreo	Concentración de Mercurio (ng/Nm ³)
1	14
2	19
3	17
4	12
5	13
6	17
7	9
8	3
9	4
10	4
11	4
12	4
13	4
14	4
15	79
16	25
17	27
18	27
19	95
20	86

Fuente: CoreLab.

ANEXO B

ESPECIFICACIONES DEL GLP PRODUCIDO EN LA PLANTA EN ESTUDIO

Tabla 7. Especificaciones del GLP producido en la planta en estudio

Grado	Gas combustible doméstico			
Referencia	ASTM D 1835 / NTC 2303 (Norma Técnica Colombiana)			
Características	Unidades	Métodos	Mínimo	Máximo
Presión de vapor a 37,8° C (100° F)	Kpa	ASTM D 2598 (1)		1434 (2)
Residuo volátil		ASTM D 2163		
Pentano y más pesados	mL/100 mL			2,0
Material residual		ASTM D 2158		
Residuo por evaporación de 100 mL	mL			0,05
Observación mancha de aceite			Pasa	
Densidad relativa a 15,6° C / 15,6° C		ASTM D 2598 (3)	Reportar	
Corrosión a la lámina de cobre	Clasificación	ASTM D 1838		1 (4)
Azufre	mg/Kg	ASTM D 6667 (5)		140
Sulfuro de hidrógeno		ASTM D 2420	Pasa	
Poder calorífico	kJ/kg	ASTM D 3588 (6)	Reportar	
Contenido de agua libre		Visual	Nada (7)	

Fuente: Ecopetrol.

(1) Método alternativo ASTM D 1267

(2) Las presiones de vapor permisibles de los productos clasificados como mezclas propano-butano no deben exceder 208 Psig (1434 Kpa) y adicionalmente no deben exceder los valores calculados de las siguientes relaciones entre la presión de vapor observada y la densidad relativa.

Presión de vapor, máx. = 1167-1880 x (densidad relativa a 15,6 °C).

Una mezcla específica debe designarse por la presión de vapor a una

temperatura de 100° F en Psig.

Para cumplir con la especificación, la presión de vapor de la mezcla debe estar entre +0 a -10 psi de la presión de vapor especificada.

(3) Método alternativo D 1657

(4) El valor 1 se refiere a valores 1a o 1b

(5) Método alternativo ASTM D 2784

(6) Para realizar los cálculos de poder calorífico es necesario también las normas ASTM D 2421 GPA 2145

(7) La presencia o ausencia de agua deberá ser establecida por inspección visual de las muestras sobre las cuales se determina el residuo

ANEXO C

ESPECIFICACIONES DEL DISOLVENTE 1A PRODUCIDO EN LA PLANTA EN ESTUDIO

Tabla 8. Especificaciones del Disolvente 1A producido en la planta en estudio

Grado	1A - Disolvente alifático			
Referencia	ASTM D 235			
Características	Unidades	Métodos	Mínimo	Máximo
Aromáticos	g/100g	D 4367 (1)		5
Color Saybolt		D 156	+ 25	
Corrosión lamina de Cobre	Clasificación	D 130		1 (2)
Destilación:	° C	D 1078		
Punto inicial de ebullición			30,0	
50 % Recobrado			Reportar	
Punto Seco				101,7
gravedad API a 15,6 C	°API		Reportar	

Fuente: Ecopetrol.

(1) Método alternativo UOP-555, UOP-394, ASTM D3054.

(2) El valor 1 se refiere a valores 1a o 1B