

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

**FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO GAS NATURAL Y
PETROQUÍMICA**



**ESTUDIO Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN
DEL GAS NATURAL CON TRIETILEN GLICOL (TEG) EN LA
PLANTA DE PROCESAMIENTO DE GAS MALVINAS**

TESIS

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERA PETROQUÍMICA**

PRESENTADO POR:

AZUCENA DE LAS NIEVES ROJAS SOLIS

PROMOCIÓN 2003-II

LIMA – PERÚ - 2006

INDICE

	Pág
Dedicatoria	i
Agradecimientos	ii
Sumario	v
I. Antecedentes	2
	5
II. Introducción	9
III. Conceptos Preliminares	
3.1 Deshidratación del Gas Natural	9
3.1.1 Propósito de la Deshidratación del Gas Natural	9
3.1.2 Fundamento de la Deshidratación del Gas Natural	9
3.1.3 Métodos de la Deshidratación del Gas Natural	12
3.1.4 Deshidratación del Gas Natural con Glicol	17
3.1.5 Comparación entre los diferentes Glicoles	25
IV. Sistema de Deshidratación del Gas Natural con Trietilenglicol (TEG) en la Planta Malvinas.	29
4.1 Descripción del proceso	29
4.1.1 Deshidratación con Trietilen Glicol	29
4.1.2 Regeneración del Trietilen Glicol	31
4.1.3 Comparación del Gas ingresando al Sistema de Deshidratación con TEG	34
4.1.4 Condiciones Normales de Operación	44
4.2 Función de los principales Equipos involucrados en el Sistema de Deshidratación del Gas Natural.	49
4.2.1 Scrubber de Entrada	49
4.2.2 Filtro separador de Gas de entrada	50
4.2.3 Contactora Gas-Glicol (Absorbedor)	50
4.2.4 Contactora Glicol-Gas de Regeneración	55
4.2.5 Tanque Flash	57
4.2.6 Intercambiador de Calor Glicol rico / Glicol pobre	59
4.2.7 Columna del Reboiler-Despojador	60
4.2.8 Rehervidor de Glicol (Reboiler)	62
4.2.9 Separador de tope de Glicol (Glycol Ovhd Separator)	63
4.2.10 Bomba de Circulación de Glicol	63
4.2.11 Enfriador de Glicol pobre (Lean Glycol Cooler)	63
4.2.11 Enfriador de tope de Glicol (Glycol Ovhd Cooler)	63
4.2.12 Filtros	64
V. Efectos de las Variables de Operación en el Sistema Deshidratación con TEG en la Planta de Procesamiento de Gas Malvinas	66
5.1 Temperatura del Gas de Entrada	66
5.2 Presión de entrada de Gas a la Contactora Gas-Glicol	67
5.3 Temperatura de TEG Pobre	67
5.4 Concentración de TEG Pobre	67
5.5 Flujo de circulación de TEG	71
5.6 Temperatura de TEG en el Reboiler	73
5.7 Presión del Reboiler	74
5.8 Stripping Gas	74
5.9 Temperatura en la Columna del Reboiler (Despojador)	75
VI. Principales problemas que se presentan en el Trietilen Glicol (TEG)	79
6.1 Oxidación /Corrosión	79
6.2 Descomposición Térmica	80
6.3 Control del pH	80

6.4 Contaminación por sales	81
6.5 Presencia de hidrocarburos	82
6.6 Ensuciamiento	83
6.7 Formación de Espuma	83
VII. Análisis y Control del Trietilenglicol (TEG)	87
7.1 Introducción	87
7.1.1 Color	88
7.1.2 Porcentaje en Peso de TEG	89
7.1.3 Tipos y Cantidades de TEG (Análisis Cromatográfico)	89
7.1.4 Contenido de Agua	89
7.1.5 Contenido de Hidrocarburos	90
7.1.6 Contenido de Sales	90
7.1.7 pH	91
7.1.8 Contenido de Hierro	91
7.1.9 Espuma	92
7.2 Análisis de TEG típico	94
7.2.1 Tipos de análisis realizados al TEG	94
7.2.2 Límites de valores en los análisis de TEG nuevo	95
7.2.3 Límites de valores óptimos en los análisis de TEG	96
7.2.4 Análisis de TEG contaminado	96
7.3 Resultados de Laboratorio del TEG utilizado en la Planta	100
VIII. Resumen de la Prueba y Rendimiento del Sistema de Deshidratación.	102
8.1 Resultados de la Prueba	102
8.2 Balance de agua	103
8.3 Simulación en Hysys	103
IX. Optimización del Sistema de Deshidratación del Gas Natural con TEG en la Planta de de Gas Malvinas	112
9.1 Problemas encontrados en el Sistema de Deshidratación del Gas Natural	112
9.1.1 Pérdidas de Trietilen Glicol (TEG)	112
9.1.1.1 Antecedentes	112
9.1.1.2 Verificación de las principales variables de Operación	116
9.1.1.3 Análisis del agua de drenaje de los tanques VBD-3150 (Criogénica 1) y VBD-3350	123
9.1.1.4 Pérdidas por la Contactora Glicol-Gas de Regeneración	124
9.2 Soluciones propuestas a los problemas encontrados en el Sistema de Deshidratación del Gas Natural con TEG	125
9.2.1 Resultados del análisis del agua de drenaje del Tanque VBD-3150/VBD-3350	125
9.2.2 Cálculo de las Pérdidas de TEG.	126
9.2.3 Estimación de Costos relacionados con la Pérdida de TEG	130
9.2.4 Acciones realizadas para corregir las Perturbaciones en el Sistema.	131
9.2.4.1 Ajuste en la Temperatura de tope de la Columna del Rehervidor	131
9.2.4.1.1 Inspección de los Tanques Flash VBD-3180 y VBD-3380 y del Serpentín de Pre-calentamiento EAL-3140 y EAL-3340	131
9.2.4.1.2 Corrección de la alta Temperatura de TEG rico saliendo del Intercambiador de calor EAP-3170/EAP-3370	132
9.2.4.1.3 Análisis de la simulación en Hysys	132
9.2.4.2 Eliminar presencia de Hidrocarburos en el TEG	133
X. Conclusiones	135
XI. Recomendaciones	139
Bibliografía	141
Glosario	143

SUMARIO

El Capítulo I consta de una introducción en la que se realiza una reseña del lugar el cual ha sido escenario para la elaboración del presente tema de Tesis, la Planta de Gas Malvinas; su ubicación, propósito e instalaciones; De igual manera, se detalla el objetivo principal del tema que es la eliminación de uno de los contaminantes más comunes presentes en el Gas Natural, el agua; y de las razones por las cuales esta debe ser removida del gas. Así también, se realiza una introducción a la deshidratación del gas natural con soluciones glicol y de la necesidad de mantener la calidad del glicol para asegurar que las ventajas del proceso sean totalmente realizadas.

En el Capítulo II, se exponen el propósito de la deshidratación del gas natural, fundamentos de la deshidratación y los diferentes métodos de deshidratación que se han utilizado a través de los años, pero se expone con detalle la deshidratación con glicol, la descripción de cómo opera una unidad y el análisis de las variables involucradas en el proceso. También se realiza una comparación de los diferentes tipos de glicoles a ser utilizados en los procesos de deshidratación. Todo esto nos ayudará a una mejor comprensión durante el desarrollo de la Trabajo de investigación.

El Capítulo III, se expone detalladamente el proceso de deshidratación del gas natural con trietilen glicol (TEG) realizado en la Planta de Procesamiento de Gas Malvinas (deshidratación del gas natural y regeneración del glicol usado) y se detallan los parámetros de control de las principales variables del proceso. El propósito es la obtención del gas con bajo punto de rocío previo a su entrada a la fase de deshidratación con Tamices Moleculares (Molecular Sieves). Esto es obtenido por medio de una separación primaria y la Deshidratación con TEG. También se describen los tipos y funcionamiento de los principales equipos involucrados en el Sistema. Esto es extremadamente importante ya que gran parte de los problemas operativos de un sistema de deshidratación pueden ser causados por fallas mecánicas; algunos alcances operativos y de mantenimiento son realizados para evitar problemas mayores.

En este capítulo se incluyen también diagramas de bloques y diagramas de flujos para ayudar a visualizar la descripción del proceso y la interacción entre los diversos equipos del sistema.

En el Capítulo IV, se estudian los efectos de las principales variables de operación involucrados en un sistema de deshidratación: temperatura del gas de entrada, presión del gas de entrada a la contactora gas – glicol, temperatura del TEG pobre, concentración del TEG pobre, flujo de circulación de TEG, temperatura del TEG en el rehervidor, presión del rehervidor, stripping gas y temperatura en la columna despojadora de glicol. Todas estas variables de proceso controladas son las que determinan si el sistema está trabajando correctamente, de caso contrario, existirán problemas operativos que conllevarían a posibles deficiencias en el sistema.

En el capítulo V, se discuten los principales problemas que se presentan en el TEG. Generalmente en el funcionamiento de unidades Deshidratadoras por absorción que utilizan Glicol, se manifiestan problemas de operación y mantenimiento cuando la solución del Glicol, en nuestro caso TEG, se altera. Es necesario, entonces, conocer estos problemas y solucionarlos para así, aumentar la vida útil del Glicol. Estos problemas pueden ser identificados como: oxidación / corrosión, descomposición térmica, control del pH, contaminación por sales, presencia de hidrocarburos en el TEG y formación de espuma.

En el Capítulo V, se discute la importancia que significa mantener en óptimas condiciones la solución de TEG. Un análisis cuidadoso del TEG podría ayudar a encontrar las razones para los agudos problemas y muchos de estos problemas pueden ser totalmente evitados cuando los análisis del TEG son realizados frecuentemente

Este es un aspecto importante del sistema para asegurar que las ventajas del proceso sean aprovechadas totalmente. Investigaciones en Plantas de Gas indican la necesidad de percatarse de los problemas de campo encontrados con el glicol en el sistema y del adecuado mantenimiento del mismo; Existen muchos y diferentes métodos que son tomados para combatir el problema, con

gran variedad de métodos de prueba, puntos de control y frecuencia en el muestreo. Este Capítulo describe el análisis de los principales problemas encontrados en el TEG y las acciones a realizar para solucionar el problema.

En el Capítulo VII, se detallan los resultados de la prueba y rendimiento del sistema de deshidratación. Con esta prueba se comprueba si el sistema está cumpliendo su función, deshidratar el gas. Estos resultados están íntimamente relacionados con la optimización y son base para la realización de algunos cálculos presentados en el capítulo VIII. También en este capítulo se analizan dos simulaciones del sistema de deshidratación realizadas en Hysys, donde se detallan las variables del proceso reflejadas en el sistema.

En el Capítulo VIII, se hace mención sobre la optimización del sistema de deshidratación. Sin ninguna duda, la optimización del Sistema está relacionado con el mantenimiento de la calidad de la solución, con la reunión de los requerimientos para encontrar el punto de rocío deseado, reduciendo las pérdidas de TEG, controlando la corrosión y estudiando las propiedades de TEG para su aplicación.

En este Capítulo se detalla uno de los principales problemas: las pérdidas excesivas de Trietilen Glicol (TEG) que viene sufriendo la Planta de Gas Malvinas; se realiza una revisión de los antecedentes, se verifican las principales variables del proceso y se realizan algunos análisis tanto al TEG como al agua de los tanques separadores de tope, necesarios para la identificación de los problemas y para proponer posibles soluciones que ayuden a optimizar el sistema.

Todos estos puntos son detallados y discutidos en el desarrollo del presente trabajo de investigación.

CAPITULO I

ANTECEDENTES

La Planta de Procesamiento de Gas Malvinas se encuentra a orillas del Río Urubamba, a 431 Km. al este de la ciudad de Lima y aproximadamente a 40 Km. de la cabeza de pozos de los Clusters. La Planta de Gas Malvinas ha sido diseñada para deshidratar el gas y recuperar los líquidos del gas natural.

El vapor de agua asociado al gas natural, es uno de los contaminantes más comunes en el gas dado los inconvenientes que puede ocasionar tanto en procesos posteriores a los que pudiere estar sometido, como para su transporte a áreas de tratamiento y consumo.

La deshidratación del gas natural es la remoción del agua en estado vapor que está asociada con el gas. La cantidad de agua removida depende sobre todo de los requerimientos de contrato, limitaciones económicas y el tipo de deshidratación usado. El sistema de deshidratación de la Planta de Gas Malvinas ha sido diseñado para utilizar trietilen glicol (TEG) para deshidratación del gas ya que se requiere temperaturas de punto de rocío muy bajas (que muy difícilmente puede ser alcanzado con otros agentes deshidratantes), y por lo tanto, una mayor remoción del vapor de agua presente en el gas; para que luego el gas ya deshidratado sea sometido al proceso criogénico.

El objetivo de la presente Tesis es analizar y comprender el proceso de deshidratación del gas natural con TEG como parte del tratamiento necesario que se realiza al gas para su posterior separación, procesamiento, transporte y consumo. Así también, Investigar y exponer posibles factores que alteren la operación del proceso de deshidratación del gas natural describiendo y analizando algunos aspectos que ayuden a optimizar el sistema.

Con el fin de verificar si el sistema está cumpliendo su función, que es deshidratar el gas, se realiza una prueba y rendimiento en el sistema. Uno de los criterios utilizados para determinar la eficiencia de la deshidratación es la determinación del punto de rocío de agua en la corriente de gas de salida.

Sin embargo, pese a que el sistema de deshidratación estaba cumpliendo con su función deshidratadora nos encontramos con uno de los principales

problemas en el sistema: las pérdidas excesivas de trietilen glicol (TEG). Estas pérdidas excesivas producidas durante el arranque de la Planta de Gas en junio del 2004 debieron eliminarse conforme ésta iba estabilizándose. Si embargo, la Planta de Gas continuó sufriendo pérdidas de TEG en ambos trenes criogénicos; para investigar este problema y las posibles soluciones se ha realizado una revisión de los antecedentes, se han verificado las principales variables del proceso y se han realizan algunos análisis tanto al TEG (Generalmente en el funcionamiento de unidades deshidratadoras por absorción que utilizan glicol, se manifiestan problemas de operación y mantenimiento cuando la solución del glicol, en nuestro caso TEG, se altera) como al agua de los tanques separadores de glicol de tope; estos análisis son necesarios cuando se requiere identificar los problemas y proponer diversas soluciones que ayuden a optimizar el sistema.

Los principales indicios relacionados con las pérdidas de TEG en el sistema fueron:

- Las altas temperaturas del TEG para calentar el gas de entrada al sistema han ido incrementando las pérdidas excesivas de TEG por vaporización; sobre todo en la estación fría en Malvinas, donde se tenían temperaturas de gas tan bajas en el rango de 60-80°F; entonces era necesario calentar más el TEG para evitar la condensación excesiva de hidrocarburos en las contactoras Gas-Glicol y en los lechos de tamices moleculares.
- Otro indicio de excesivas pérdidas de TEG es el aumento de temperatura de los vapores de tope de la columna regeneradora de glicol (still column reboiler)
- La presencia de hidrocarburos en el TEG de la columna regeneradora de glicol podría inducir al arrastre de TEG por el tope de la columna.

La justificación y trascendencia de la Tesis es estudiar y comprender uno de los procesos más importantes en lo que respecta al tratamiento del gas natural; la deshidratación. De igual manera, la investigación se hace necesaria cuando se requiere optimizar el sistema controlando los requerimientos de punto de rocío, controlando la calidad del TEG y minimizando sus pérdidas en el proceso de deshidratación.

CAPITULO II

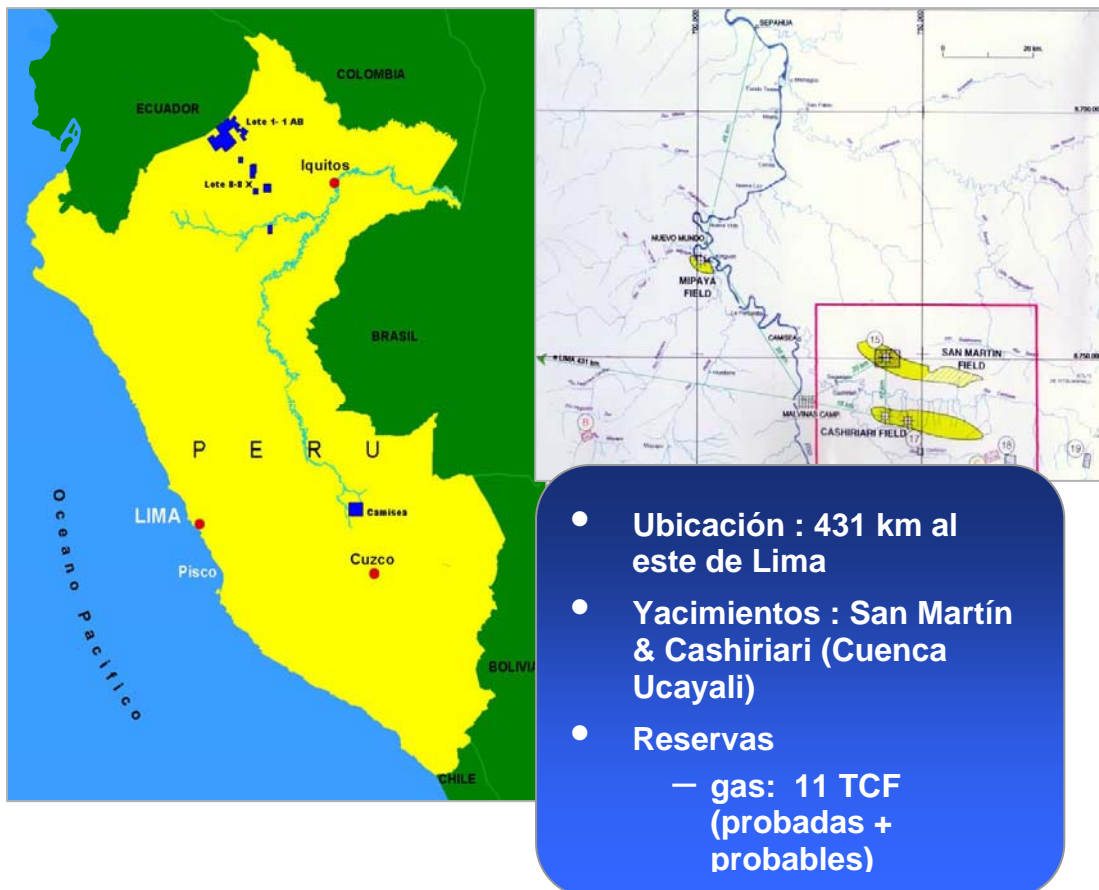
INTRODUCCIÓN

El gas de Camisea produce gas seco e Hidrocarburos líquidos que producen los pozos de gas de San Martín y Cashiriari localizado en la Amazonía del Perú; con una Planta de Procesamiento de gas localizada en la localidad de Malvinas.

Esta planta Malvinas se encuentra a orillas del Río Urubamba, a 431 Km. al este de la ciudad de Lima y aproximadamente a 40 Km. de la cabeza de pozos de los Clusters. La Planta de gas Malvinas ha sido diseñada para deshidratar el gas y recuperar los líquidos del gas Natural.

El gas es transportado por gasoducto a Lima. Los líquidos del gas Natural son enviados por Poliducto a Pisco donde son fraccionados. La Planta Malvinas cuenta con facilidades de re-compresión para la re-inyección del gas a los pozos de San Martín y Cashiriari. El gas es transportado vía tubería

BLOQUE 88 - CAMISEA



FASES DEL GAS DE CAMISEA

- Captación
- **Tratamiento del gas**
- Proceso Criogénico
- Compresión
- Fraccionamiento del NGL
- Despacho

El gas Natural tal como está en la naturaleza contiene muchos contaminantes, el más común de ellos es el agua. Cuando un volumen de gas sale a la superficie para su procesamiento y finalmente transporte por tuberías, en el pozo ocurre, naturalmente, una reducción en presión y temperatura. Esto reduce la capacidad de absorción del gas Natural para contener vapor de agua y el agua libre se condensa.

El gas Natural está saturado con vapor de agua a la temperatura y presión a la cual es producido, es necesario remover este vapor para prevenir la condensación del agua en el Sistema de Transporte y también para cumplir los requerimientos de contrato.

Esta condensación puede resultar en pérdidas en eficiencia del flujo o la formación de hidratos que pueden llegar a detener el flujo completamente.

Por consiguiente, para satisfacer especificaciones del gas y prevenir la formación de hidratos, la deshidratación del gas Natural llega a ser necesaria. El agua condensada es removida por medios adecuados de separación, aguas arriba del Sistema de Deshidratación.

La Deshidratación del gas Natural es la remoción del agua en estado vapor que está asociada con el gas. La cantidad de agua removida depende sobre todo de los requerimientos de contrato, limitaciones económicas y el tipo de deshidratación usado.

Una variedad de químicos pueden absorber el vapor de agua del gas. Ya muy pocos cumplen los requisitos para un adecuado proceso: Ser altamente higroscópico, no ser corrosivos, no formar precipitados con los constituyentes del gas, ser fácilmente regenerados a altas concentraciones, ser poco solubles en hidrocarburos, y ser relativamente estables en presencia de compuestos sulfurados y dióxido de carbono a condiciones de operación normal.

La Deshidratación del gas Natural con soluciones de glicol es atractiva por la confiabilidad de la operación, simplicidad de los equipos y bajos costos de los químicos y servicios.

Mantener la solución de glicol, sin embargo, es un aspecto importante de la Deshidratación con glicol para asegurar que las ventajas del proceso sean totalmente realizadas. Investigaciones en Plantas de gas indican la necesidad de percatarse de los problemas de campo encontrados con el glicol en el Sistema y del adecuado mantenimiento del glicol; existen muchos y diferentes métodos que son tomados para combatir el problema, con gran variedad de métodos de prueba, puntos de control y frecuencia en el muestreo.

Este trabajo describe los principales problemas encontrados en la Deshidratación del gas Natural con TEG en la Planta de Procesamiento de gas Malvinas y de los métodos y análisis realizados en un Laboratorio para identificar y resolver los problemas encontrados con la asistencia de las técnicas y Equipos modernos de la química analítica.

CAPITULO III

CONCEPTOS PRELIMINARES

3.1 DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL

3.1.1 Propósito de la Deshidratación del gas Natural

El vapor de agua asociado al gas Natural, es uno de los contaminantes más comunes en el gas dado los inconvenientes que puede ocasionar tanto en procesos posteriores a los que pudiere estar sometido, como para su transporte a áreas de tratamiento y consumo. Bajo condiciones normales de producción, el gas Natural está saturado con agua. Tal como incrementos de presión o reducción de temperatura el agua en el gas Natural condensa y forma agua líquida. Cuando el agua libre se combina con las moléculas de gas (metano, etano, propano, etc), esta forma hidratos sólidos el cual puede taponar válvulas, equipos y algunas líneas de gas. La presencia de agua líquida puede incrementar la corrosividad del gas natural, especialmente cuando el gas contiene H_2S y CO_2 . Sin embargo el contenido de agua en el gas Natural puede ser reducido para evitar la formación de hidratos y reducir la corrosión en tuberías antes que sea transportado.

Por otra parte en el transporte y consumo, el gas Natural, debe cumplir con determinadas especificaciones, y una de ellas es la cantidad máxima de agua presente en la mezcla gaseosa.

3.1.2 Fundamento de la Deshidratación del gas Natural

El gas es considerado saturado con vapor de agua cuando este proviene de los pozos. La cantidad de agua transportada por el gas a varias presiones y temperaturas puede estimarse de la Fig. 2. la cual está basada en la correlación de Mc Carthy, Boyd and Reid. Esta carta también ilustra una línea de formación de hidratos para el gas.

Otro método útil que indica el contenido de agua en el gas es en términos del punto de rocío del agua. El punto de rocío es la temperatura a la cual el vapor llega a condensar. Normalmente las especificaciones de transporte

de gas en tuberías requieren no más de 7 lbs de agua/MMscf. Esto corresponde a 32°F de punto de rocío a 1000 psia. Por tanto un gas a 100°F y 1000 psia debe tener aproximadamente 68°F de descenso del punto de rocío para encontrar el contenido de agua en la línea dentro de especificación. En la Planta de Procesamiento de gas Malvinas la especificación para el transporte de gas por tuberías es de máximo 4 lbs de agua/MMscf.

El descenso del punto de rocío es la diferencia en °F entre la temperatura de entrada de gas y el punto de rocío de salida de gas. La depresión del punto de rocío es obtenido por la deshidratación.

La Deshidratación es el proceso de remoción de vapor de agua de la corriente de gas. Por lo general, para lograr el objetivo se emplean plantas industriales cuyos diseños específicos conducen a la eliminación del agua en el gas Natural. Las más comunes son las Plantas de glicol (Ver Fig.1) y las que usan adsorbentes sólidos como los tamices moleculares. Esta remoción puede ser realizada por muchos métodos. El proceso en este caso es el llamado absorción. En este proceso un líquido higroscópico es usado para remover el vapor de agua del gas. El glicol comúnmente usado para la deshidratación es Trietilen glicol o TEG.

Fig. 1

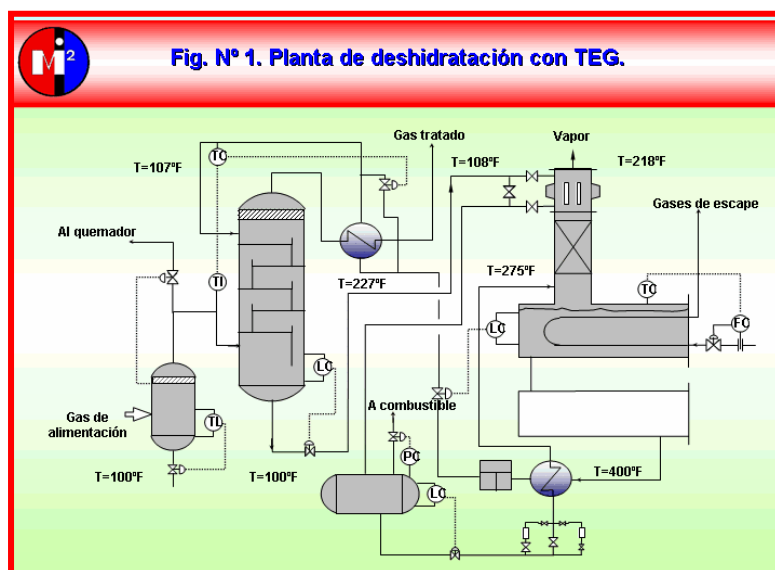
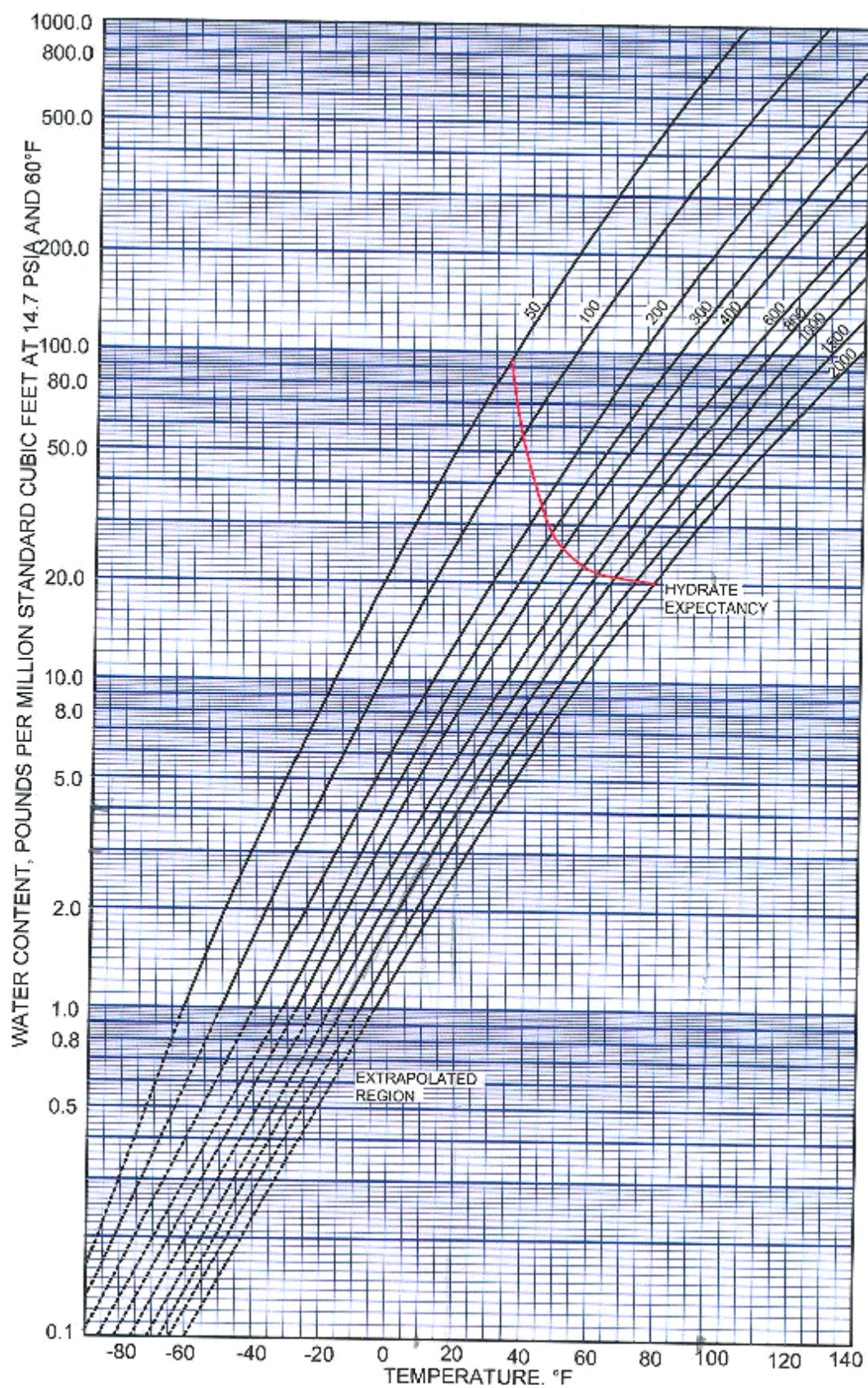
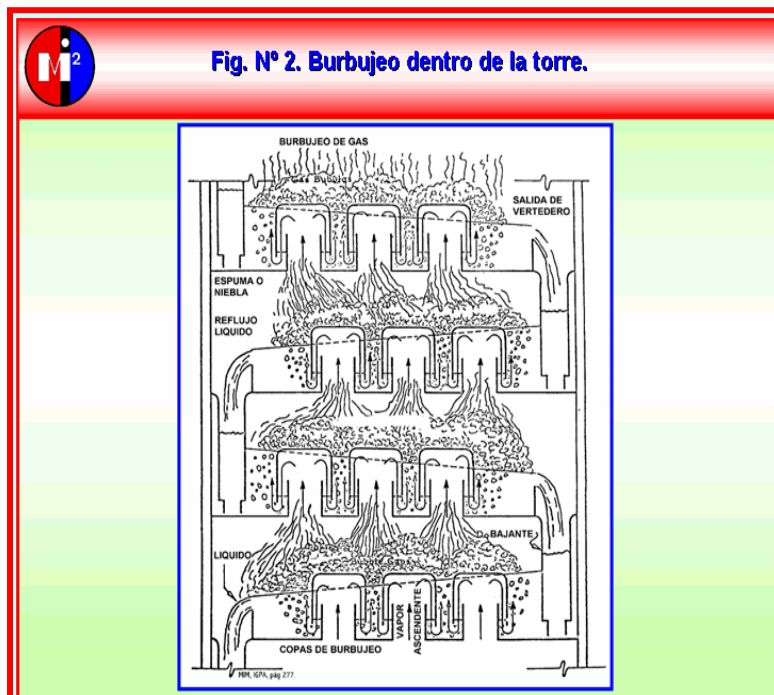


Fig. 2



En una Planta de Deshidratación con glicol, el gas ingresa por la parte inferior de una torre de absorción y asciende mientras burbujea en el glicol que desciende en contracorriente del tope, llenando las bandejas, platos de burbujeo o zona de empaque (Ver Fig. 3) en los cuales se produce la transferencia de masa. A medida que sube el gas dentro de la torre, cede el agua que contiene. Así el glicol que llega al absorbedor con muy poco contenido de agua (glicol pobre) se enriquece a medida que entra en contacto con el gas y sale por el fondo “cargado” de agua (glicol rico). Luego se bombea hacia la torre de regeneración donde el glicol se regenera y queda en condiciones de volver a absorber.

Fig. 3



3.1.3 Métodos de Deshidratación del gas Natural

Han pasado casi 35 años desde que el vapor de agua fue removido del gas Natural por primera vez en gran volumen. El primer proceso usado fue la circulación de una corriente de salmuera de cloruro de calcio para remover el vapor de agua. El uso de la salmuera de cloruro de calcio tuvo algunas

desventajas, la principal de ellas fue la corrosividad de la solución y esta es una dificultad para obtener altos descensos de punto de rocío.

Aproximadamente hace 30 años el primer sistema de dietilen glicol fue instalado para deshidratar el gas Natural. Este sistema fue superior al de la salmuera de cloruro de calcio ya que el sistema de dietilen glicol fue mucho menos corrosivo y también daba como resultado un mejor secado. Las soluciones de glicol llegaron a ser los líquidos desecantes más comunes usados para la deshidratación del gas Natural. Durante los últimos 20 años, el uso de Trietilen glicol en vez del dietilen glicol llegó a ser extendido porque daba como resultado una mayor eficiencia en el secado y presentaba una mayor resistencia a la descomposición. Dos o tres años después que el dietilen glicol fue usado por primera vez para secar el gas, La alúmina activada fue usada como sólido desecante en un proceso semi-contínuo para secar el gas. El uso de los sólidos desecantes continuó a través de los años. Bauxita, Sílica gel y Tamices Moleculares son también usados como sólidos desecantes para el secado del gas.

Se presenta una breve descripción de la mayoría de métodos que son utilizados para deshidratar el gas Natural:

- a) Absorción con glicoles
- b) Adsorción con sólidos desecantes
- c) Absorción con Cloruro de Calcio, CaCl_2
- d) Refrigeración
 - Enfriamiento con refrigerantes tales como propano
 - Expansión del gas para alcanzar el enfriamiento mediante el efecto Joule-Thompson.

Los dos primeros mencionados son los más extensamente utilizados en la industria, mientras que los deshidratadores con cloruro de calcio fueron usados por muchos años pero no en apreciables cantidades.

El cloruro de calcio fue uno de los desecantes tempranamente utilizados para remover el agua del gas Natural. La remoción del agua es efectuada por contacto de la corriente gaseosa con un lecho de cloruro de calcio anhidro el cual tiene la habilidad de absorber 6 moles de agua/mol de CaCl_2 antes de formar salmuera. En muchas unidades esta salmuera es usada para remover

parcialmente el agua antes del contacto con el lecho del cloruro de calcio seco. Aunque descensos del punto de rocío entre 50°F a 80°F puede ser alcanzada, el proceso es limitado por la baja cantidad de agua a ser removida en los gases y relativamente pequeños volúmenes de gas a ser procesados. El equipo es barato y la demanda de reactivos químicos no es muy alta, los costos de operación son mínimos.

La refrigeración por expansión y la refrigeración por expansión con inhibidores de hidratos son usadas para deshidratación de la corriente de gas en conjunto con la recuperación de hidrocarburos. Estos procesos son basados en el principio de que el gas bajo presión puede experimentar una elevada caída de temperatura durante una brusca reducción de la presión. Este fenómeno es conocido como el efecto de Joule-Thompson. La caída de presión obtenida y la cantidad de hidrocarburo líquido en la fase gas podría determinar la cantidad de enfriamiento que debería de alcanzarse. Un enfriamiento adicional puede obtenerse por la expansión del gas a través de una turbina. Algunas unidades son operadas con serpentines de intercambiadores de calor en el fondo del separador tal que la formación de hidratos puede ser prevenida. Esta técnica es claramente exitosa en corrientes de gas con altas proporciones de recuperación de hidrocarburos de forma que temperaturas extremadamente bajas no son necesarias en la sección del separador.

Los materiales desecantes tales como sílica gel, alúmina activada, carbón activado y tamices moleculares también fueron utilizados por varios años para la deshidratación de los gases. La deshidratación con los sólidos desecantes trabajan bajo el principio de la adsorción. La adsorción implica una forma de adhesión entre la superficie del sólido desecante y el vapor de agua en el gas. El agua forma una película extremadamente escurridiza que es sostenida por la superficie del sólido desecante por fuerzas de atracción, pero no existe reacción química. El desecante es un sólido, un secador granular o un medio de deshidratación; con una enorme área de superficie efectiva por unidad de peso, con un número alto de poros microscópicos y capilares abiertos. Un típico sólido desecante puede tener como máximo 4 millones de pies cuadrados de área superficial por libra.

El costo inicial para una unidad de deshidratación con sólidos desecantes excede a las unidades de deshidratación con glicol. Sin embargo, el secado de estos lechos tiene la ventaja de producir descensos muy pequeños de puntos de rocío, los cuales son requeridos para Plantas Criogénicas, y es adaptable a enormes cambios en el flujo de gas. La desventaja es que es un proceso en batch, existe relativamente una alta caída de presión a través del sistema y los sólidos desecantes son sensibles a ser envenenados con líquidos u otras impurezas contenidas en el gas.

Los líquidos desecantes se encuentran en un amplio rango de uso para la deshidratación del gas Natural, y la importancia de este asunto está centrado en la elección del glicol que será utilizado para la deshidratación del gas.

La naturaleza higroscópica de los glicoles es responsable por su uso en esta aplicación. En algún momento otro material higroscópico tal como la glicerina fue usado pero limitaciones en la estabilidad térmica y viscosidad de este material gradualmente fue desplazado por los glicoles que son los únicos e importantes líquidos desecantes en la deshidratación del gas Natural.

La higroscopicidad de los glicoles está directamente relacionada con la concentración de la solución. La presión de vapor del agua en una solución acuosa es proporcional a la fracción molar del agua en la solución multiplicado por la presión de vapor del agua pura. El vapor de agua puede ser absorbida por la solución mientras que la presión parcial del vapor de agua en el gas Natural en contacto con la solución exceda la presión parcial del agua en la solución.

La compatibilidad del solvente o soluto, es decir, glicol y agua, juega un rol importante en la determinación de la higroscopicidad. En general, la gran atracción molecular entre el agua y el glicol, la menor presión de vapor de agua de la solución y la gran higroscopicidad del solvente (glicol). En el estado líquido el agua está muy ligada a través de los enlaces de hidrógeno. glicoles con su éter y grupo hidroxilo forma similares uniones intramoleculares con el agua. Consecuentemente los glicoles tienen una alta afinidad por el agua y la solución de agua-glicol formada reduce extraordinariamente la presión de vapor del agua. Efectivamente, la presión parcial del agua sobre una solución de glicol es menor que la prevista por la ley de Raoult (Solución ideal)

3.1.4 Deshidratación del gas natural con glicol

Las soluciones de glicol vienen siendo usados para el secado del gas por lo menos 30 años. Las más tempranas unidades de deshidratación con glicol utilizaban dietilen glicol y obtenían descensos del punto de rocío en el rango de 20° a 40°F. El Trietilen glicol llega a ser usado primero porque presenta un mayor punto de ebullición tal que provee de una mejor separación del agua y mayores depresiones de punto de rocío sin estar muy pendientes por la descomposición térmica del glicol. El Tetraetilen glicol es usado en algunos casos especiales, pero el glicol predominante, actualmente en uso, es el Trietilen glicol.

Si las condiciones del fluido del pozo y los requerimientos contractuales del punto de rocío indican que los descensos del punto de rocío no debe ser mayor que 70°F, una unidad de 4 a 5 platos puede ser adecuado con una capacidad del rehervidor para obtener 98.5% de concentración de Trietilen glicol. Descensos de punto de rocío requeridas en el rango de 70 a 90°F puede ser alcanzada por deshidratadores con glicol convencionales teniendo platos adicionales en la contactora, con mayores flujos de glicol que los normales y máxima temperatura del rehervidor de 400°F. Para descensos de punto de rocío mayores de 90°F podría normalmente necesitarse equipos especiales de deshidratación con glicol.

Concentraciones de glicol regenerados a vacío alcanzan un nivel de 99.9% y este junto con una contactora de 7 a 14 platos puede dar descensos de punto de rocío del rango de 140°F. Las unidades de glicol operadas a vacío no son comunes debido a su alto costo de operación y la indisponibilidad de adecuar recursos de vacío tal como un tamaño adecuado de bomba de vacío.

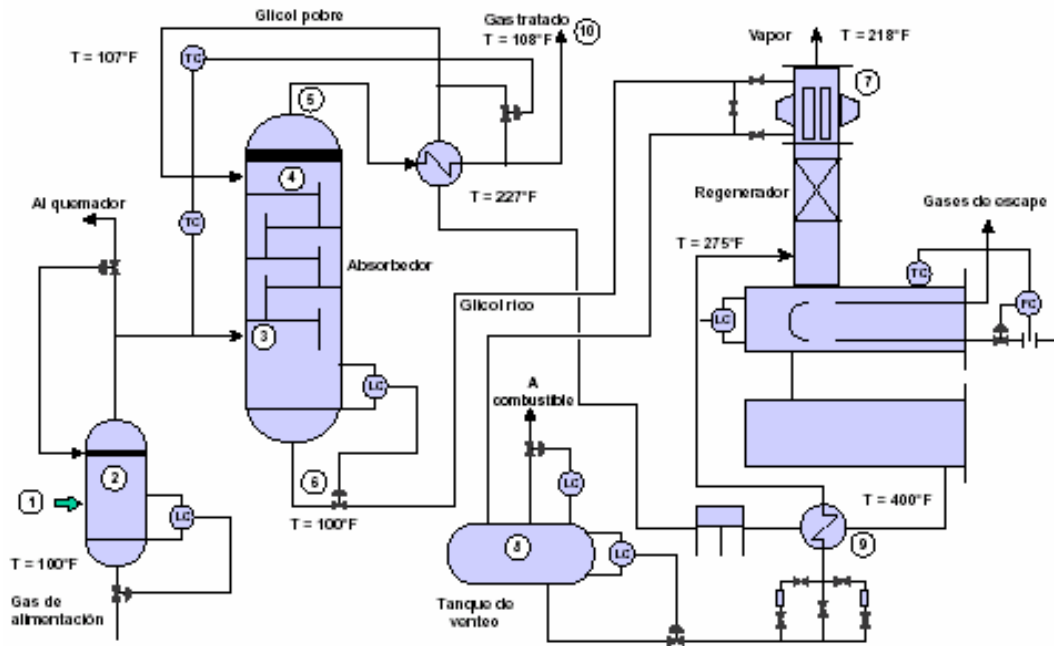
gas stripping, o la provisión de una cantidad suficiente de gas despojador caliente, en un adecuado aparato de contacto, podría remover agua residual de la deshidratación parcial con glicol. Gas proveniente por ejemplo del tanque flash y gas de bombas operadas a gas pueden utilizarse para este propósito. Concentraciones del glicol en el rango de 99.97% podrían ser reportados.

Concentraciones de glicol de 99.9% y mayores podrían ser obtenidos por medio del proceso Drizo, con temperaturas en el reboiler en el rango de 375°-

400°F. Concentraciones de glicol podrían reportarse en exceso de 99.5% a través de la técnica Cold Finger Condensor.

A continuación se detallará una breve descripción de cómo opera una unidad de glicol. (Ver Fig. 4)

Fig. 4



El gas húmedo (1) (ver Figura 4) circula a través del scrubber o separador de entrada (2) donde se desprende de algunas impurezas, entra a la absorbedora (contactora) justamente a su punto de rocío. Inicia su recorrido ascendente (3), se pone en contacto con el TEG pobre que a su vez desciende desde el tope de la columna (4), se seca durante el ascenso y deja finalmente la unidad por su parte superior (5), como gas deshidratado. Esta corriente intercambia calor con el TEG pobre (10).

El TEG rico sale del fondo de la absorbedora (6) a través de una válvula reguladora reduce su presión, desprendiendo en consecuencia los hidrocarburos que haya absorbido en la columna. A su paso por el tope de la columna del rehervidor o regenerador (7) circula en un serpentín que actúa

como condensador de glicol, pasando posteriormente a un tanque de venteo o Tanque Flash (8) en donde se separan los gases desorbidos. Del tanque de venteo el TEG rico se filtra e intercambia calor con el TEG pobre procedente del tanque de almacenamiento (9), y luego, mediante bombeo, alimenta al rehervidor. Una temperatura del reboiler entre 375°-400°F podría dar como resultado concentraciones de glicol en el rango de 98.3%-98.7% (Ver Fig. 5).

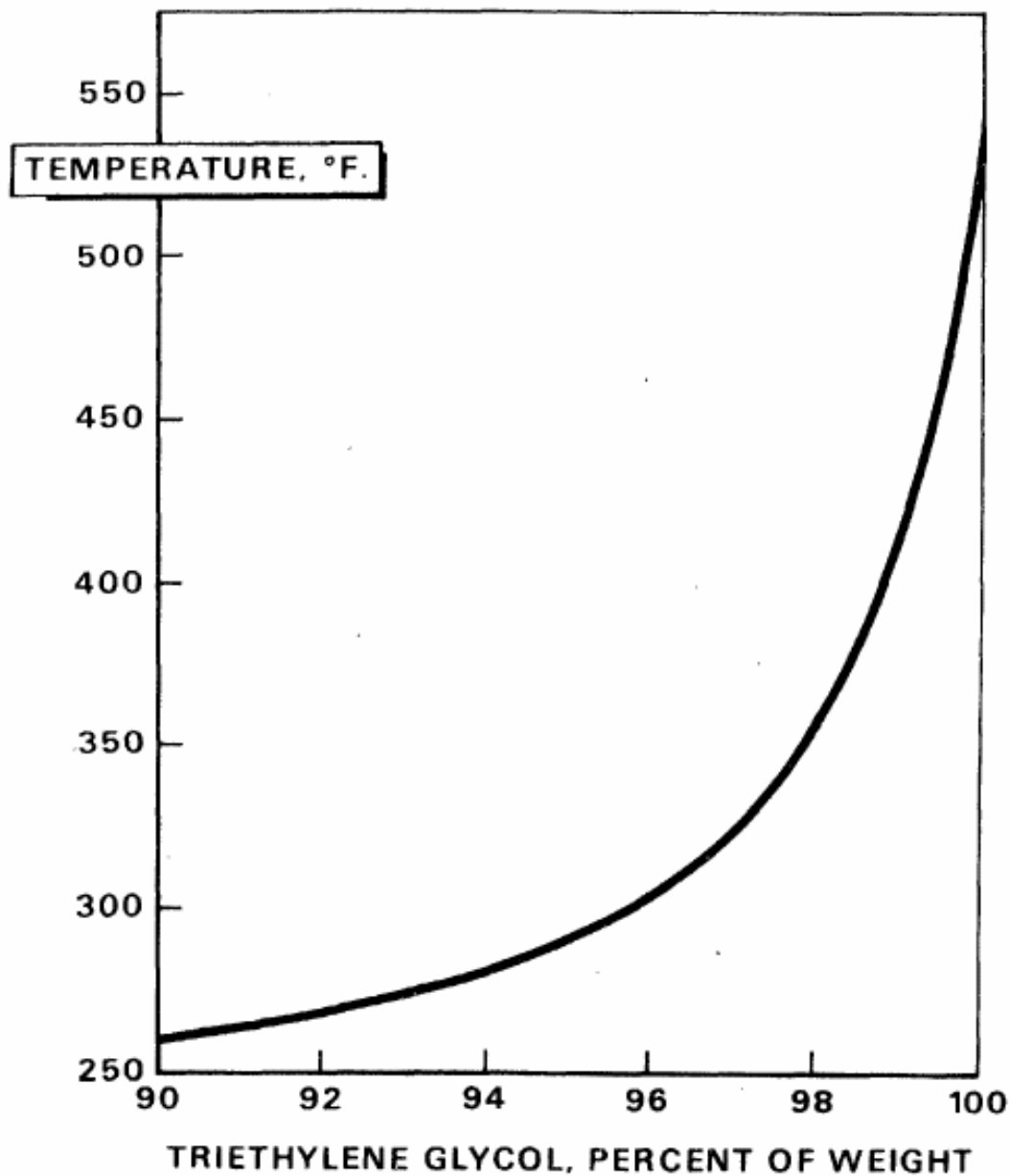
La temperatura en esta rehervidor crece considerablemente para promover la separación de TEG (11) del vapor de agua. El calor se suministra al regenerador mediante un rehervidor a fuego directo.

El TEG regenerado (pobre) pasa del rehervidor al acumulador (12), y de éste al tren de intercambiadores mediante bombeo. Se alimenta al tope de la regeneradora para repetir toda la secuencia de secado de la corriente continua del gas de alimentación y de regeneración para conformar su uso en un lazo cerrado de flujo.

El agua que es recuperada de la solución de glicol (junto con hidrocarburos gaseosos) puede ser venteada a la atmósfera o enviados al quemador de campo si los hidrocarburos gaseosos están presentes en una cantidad significativa en el vapor.

Fig. 5

Boiling Points Of Aqueous Commercial Grade Triethylene Glycol Solutions (760 MM. Hg Pressure)



Aunque un número de variables están implicados en una unidad de deshidratación, por lo menos seis tienen influencia directa sobre el funcionamiento de la unidad: el número de platos en el absorbedor, régimen de circulación de glicol, el volumen de gas, la presión de entrada de gas, la temperatura y, lo más importante, la concentración del glicol.

Examinada cada una de estas variables, brinda información acerca de la unidad a utilizar y como debería desempeñarse. El máximo descenso de punto de rocío que puede esperarse es el punto de rocío de equilibrio teórico para dar concentraciones de glicol a la temperatura de contacto especificada. Examinando la Fig. 6 se podría ilustrar esta condición.

Fig. 6

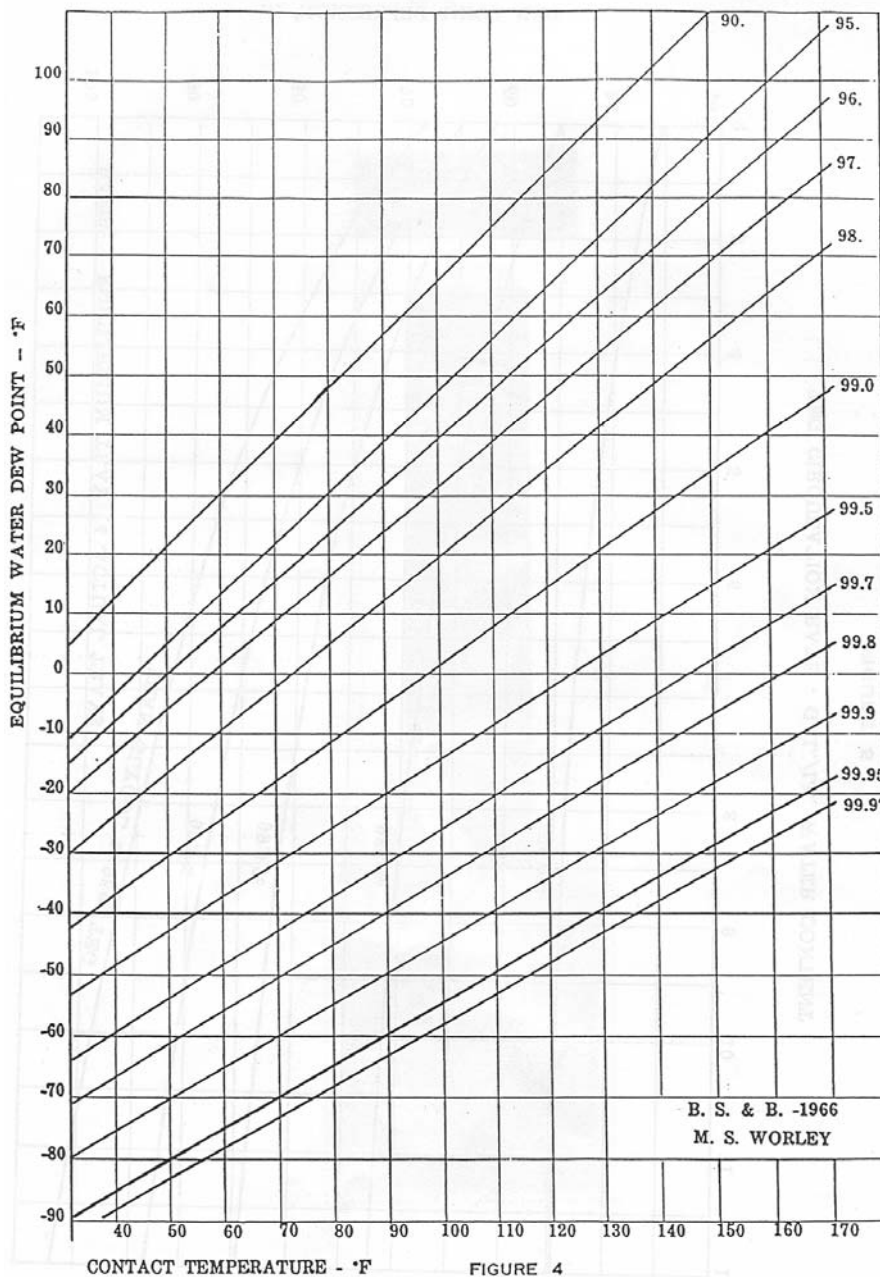


FIGURE 4

La concentración del glicol entrando por el tope del plato del Absorbedor es hasta hoy el factor de control en cuanto al descenso final del punto de rocío obtenido. Mientras la presión parcial acuosa encima de la solución de glicol en el tope del plato sea menor que la presión parcial del vapor de agua en el gas, el gas podría continuar deshidratándose. Desde que el 100% de equilibrio no es posible, el aproximado al 100% es alcanzado por optimización de las otras variables en el proceso.

El número de etapas de contacto o platos actuales en la columna ayuda en la aproximación al equilibrio. Para deshidratadores de cabeza de pozo o aquellos sistemas requiriendo mínimo descenso del punto de rocío en el rango de 50°-65°F, 4 platos actuales (o una etapa) son muy adecuados. Incrementando el número de platos y manteniendo la concentración del glicol constante podría proveer beneficios prácticos hasta 10-12 platos adicionales. Sin embargo, desde un punto de vista práctico, platos adicionales más de 7-10 normalmente muestra pequeños incrementos, incrementándose en el descenso del punto de rocío y no es considerado práctico excepto en casos especiales donde lo máximo en unidades de alto desempeño es requerido.

En relación al número de etapas de contacto y concentración de glicol establecida constante, una mayor aproximación al equilibrio puede lograrse por incremento del flujo de circulación. Esta fue una práctica común por muchos años llegándose a circular 3 galones de glicol / libra de agua removida. Muy a menudo tan bajos como 2 galones de glicol / libra de agua removida o incluso menos son usados con éxito en unión con platos múltiples. Flujos de circulación hasta de 7-9 galones de glicol / libra de agua removida normalmente no disminuyen el punto de rocío en más de 4°-6°F por encima del obtenido con circulaciones de flujos mínimos. (Ver Figs. 7-11)

Fig. 7

Water Removal vs. TEG Circulation Rate at Various TEG Concentrations (N = 1.0)

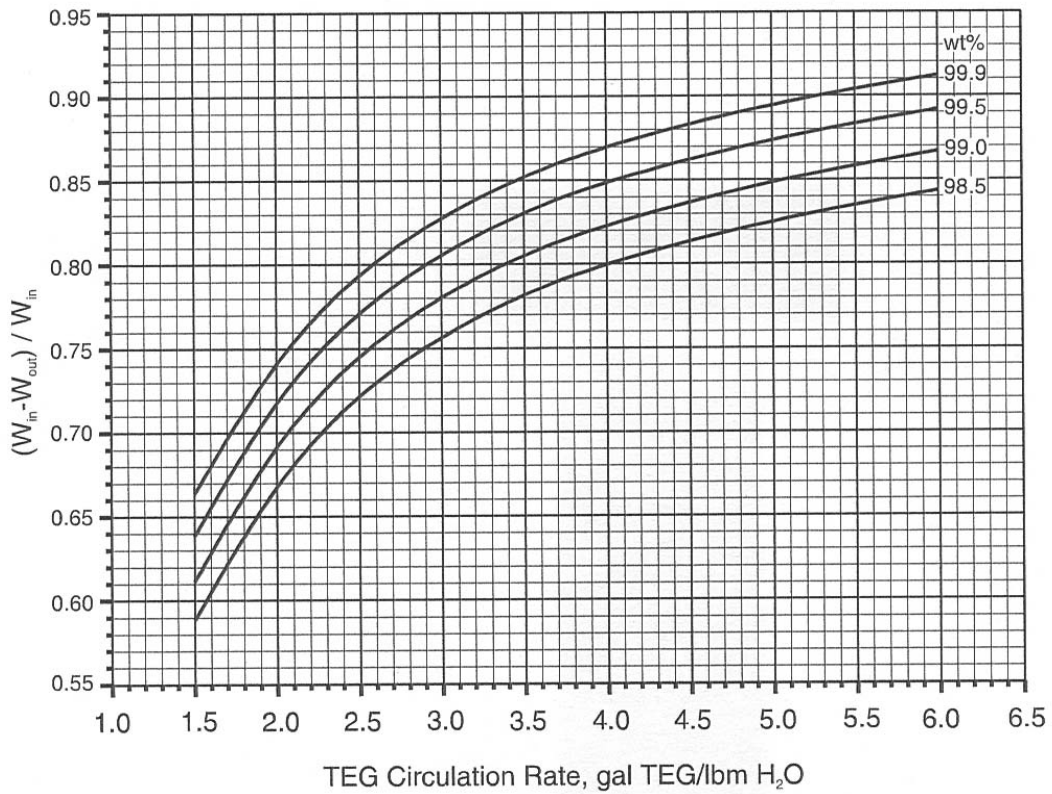


Fig. 8

Water Removal vs. TEG Circulation Rate at Various TEG Concentrations (N = 1.5)

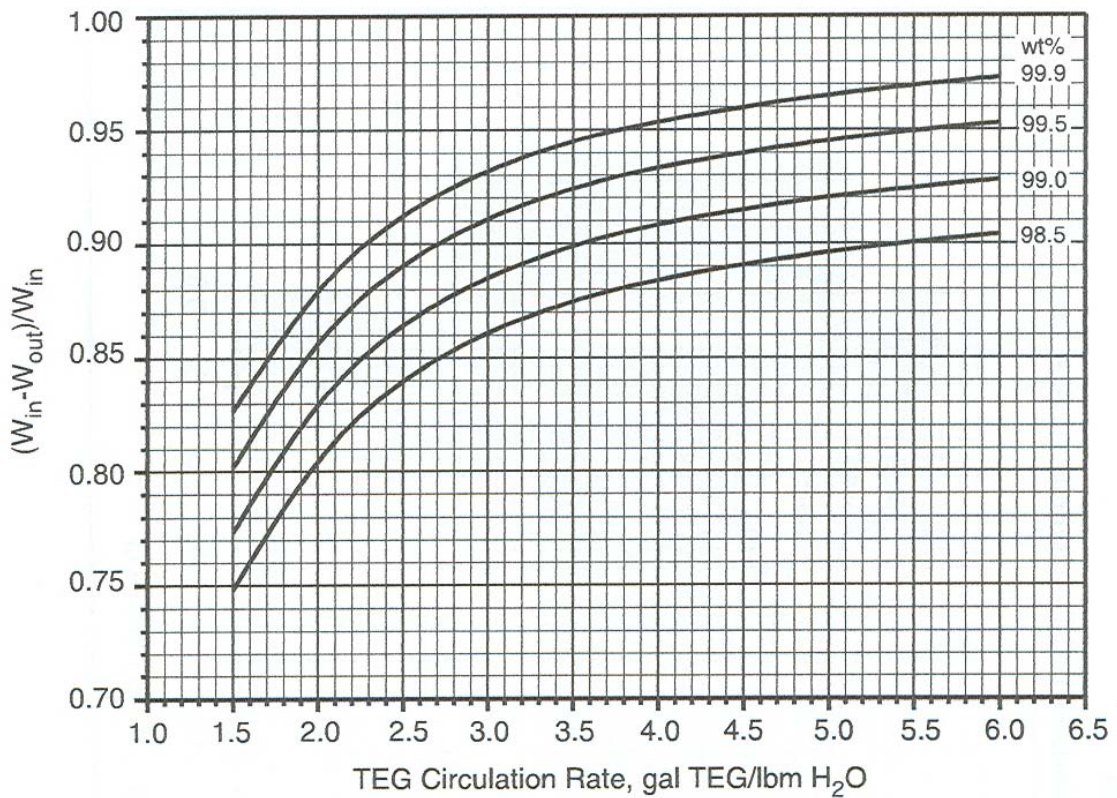


Fig. 9

Water Removal vs. TEG Circulation Rate at Various TEG Concentrations (N = 2.0)

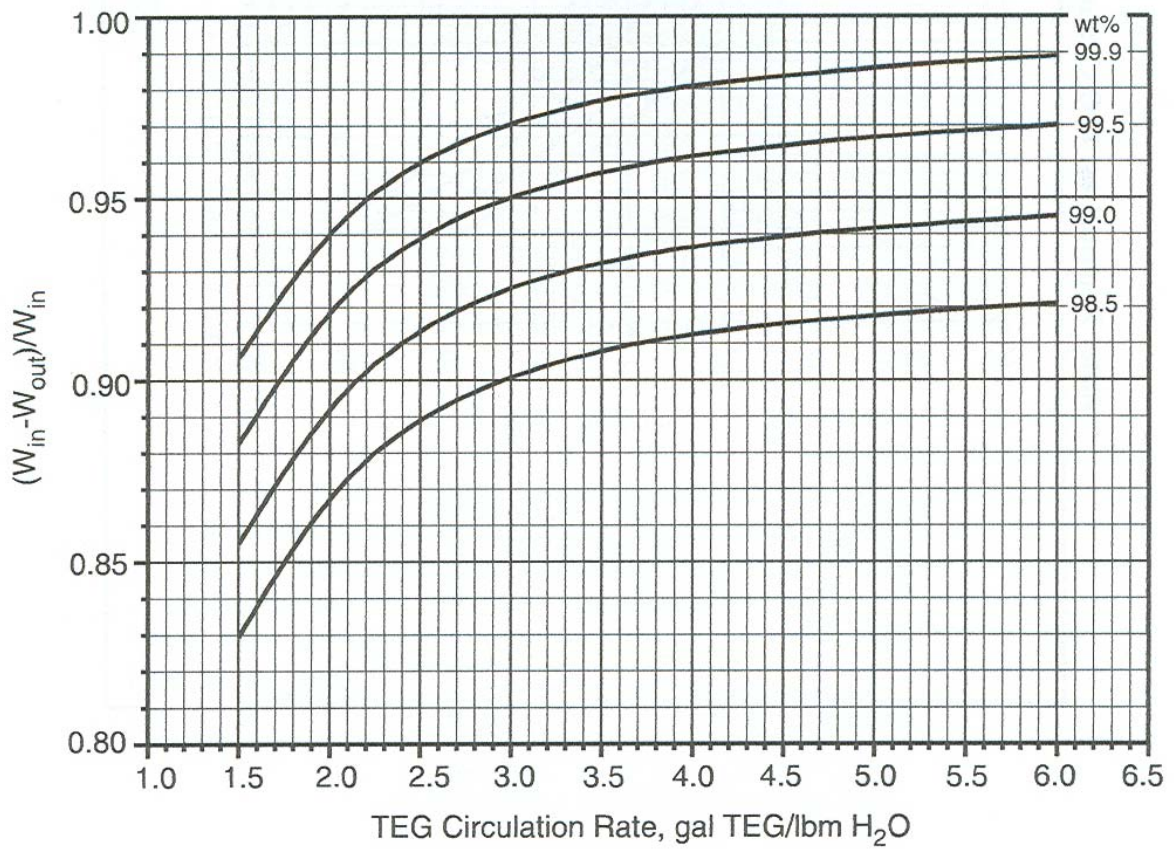


Fig. 10

Water Removal vs. TEG Circulation Rate at Various TEG Concentrations (N = 2.5)

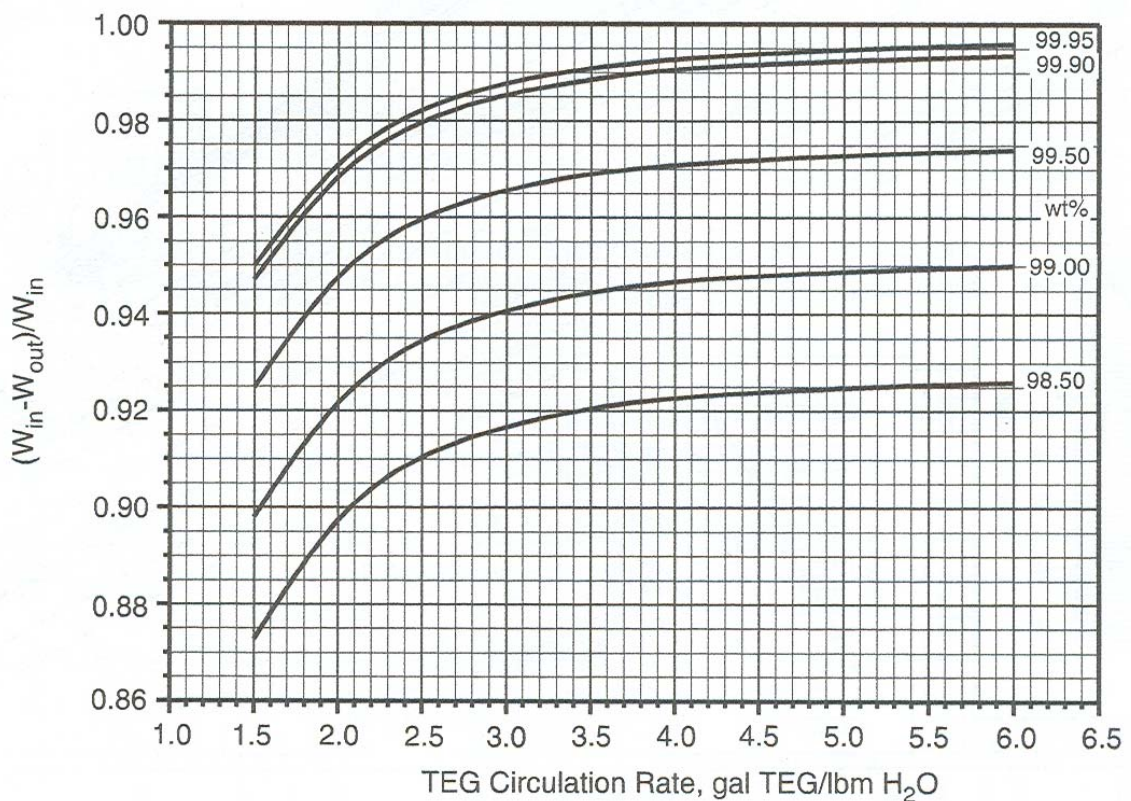
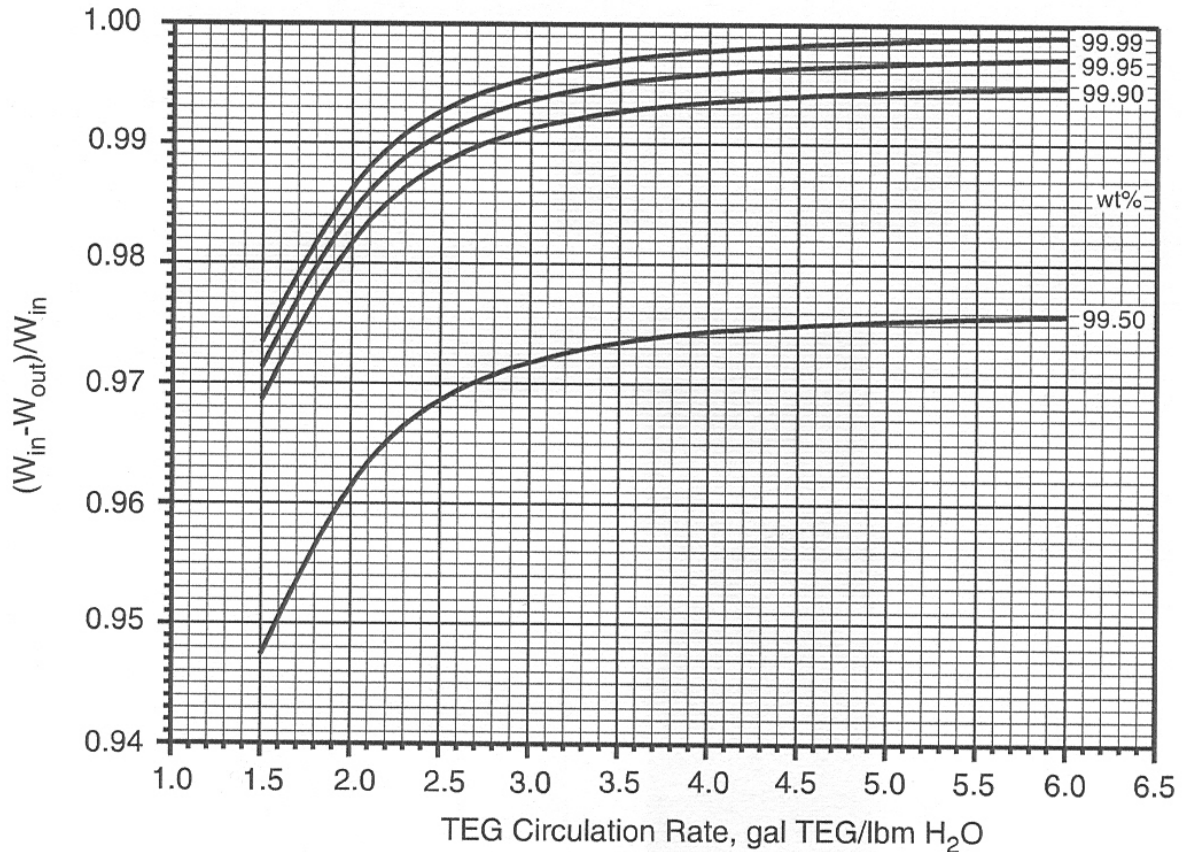


Fig. 11

Water Removal vs. TEG Circulation Rate at Various TEG Concentrations (N = 3.0)



La presión y temperaturas de la corriente de gas de entrada determinan las condiciones de saturación o la cantidad de agua contenida por unidad de volumen de gas. La diferencia en la cantidad de agua contenida en el gas bajo las condiciones de entrada y la cantidad requerida por el gas deshidratado puede proveer la cantidad de agua removida por unidad de volumen de gas. El flujo de circulación de glicol puede ser establecido usando esta información.

El diámetro del absorbedor es controlado por el flujo de gas. La menor proporción de líquido-gas permite que el diámetro de la torre sea establecido por el volumen de gas tratado por unidad de tiempo. Convencionalmente estos recursos son usados para determinar las áreas de sección transversal tal como la ecuación de Brown and Souders. La altura de la torre puede ser determinada por el número de etapas de contacto requeridas. Deshidratadores de cabeza de pozo y aquellos en menor demanda de servicios, requiriendo descensos de punto de rocío de 65°F o menos, pueden utilizar una etapa de contacto o cuatro

platos actuales con un espaciamento entre cada plato en el rango de 24"-30". En cuanto a los contaminantes que están presentes tales como componentes de tratamiento de pozo, que pueden promover espuma de la solución de glicol, esta es una buena práctica para determinar el máximo espaciamento permitido entre platos. En general, la mayoría de deshidratadores con glicol no van más allá de 2 a 2-1/2 etapas teóricas de contacto excepto en casos especiales.

Desde que el Trietilen glicol y agua tienen unos 335°F de diferencia en puntos de ebullición, la separación de la mayor parte del agua es efectuada con facilidad. La columna despojadora del rehervidor (still column reboiler) puede contener platos o empaque y tan pequeña como 6 pies de empaque pueden ser usados en deshidratadores para alcanzar el 98% de concentración de Trietilen glicol.

En general, condensadores de reflujo externo no son usados en sistemas con Trietilen glicol. Los deshidratadores, incluso cuando operan en condiciones mínimas de servicios, utilizan reflujo interno. Estos tal vez ayudados por tubos de enfriamiento verticales en el tope de la columna despojadora del Reboiler, o por un condensador usando glicol rico frío o agua de enfriamiento. Algunos diseños incorporan mayor extensión de serpentín de calentamiento en el tope de la columna despojadora del rehervidor para proveer una mayor concentración de la solución de glicol pobre. Las almohadillas de atrapa niebla son instalados en ambas, la columna despojadora y el Absorbedor.

3.1.5 Comparación entre los diferentes glicoles

- **Etilen glicol:** Presenta alto equilibrio de vapor con el gas tendiendo a pérdidas hacia la fase gas en la contactora
- **Dietilen glicol:** Presenta alta presión de vapor conduciendo a altas pérdidas en la contactora. Baja temperatura de descomposición térmica, requiere menores temperaturas para ser regenerado (315°-340 °F) así queda puro y puede ser utilizado en otras aplicaciones.

- **Trietilen glicol:** Es el de uso más común. Es regenerado a 400°F para obtener una alta pureza. A temperaturas en la contactora mayores a 120 °F tiende a altas pérdidas por vaporización. Descensos del punto de rocío hasta 150 °F son posibles con el uso de Stripping gas.
- **Tetraetilen glicol:** Tiene mayor costo que el Trietilen glicol, pero menores pérdidas a altas temperaturas de contacto con el gas. Su regeneración está entre 400 °F a 430 °F.

El Dietilen glicol fue usado durante los años 1940 para deshidratar el gas Natural, produciendo concentraciones de glicol en el rango de 95-96% y descensos del punto de rocío en el rango de 45-55 °F. La introducción del Trietilen glicol (TEG) permitió mayores concentraciones del glicol pobre (98-99%) sin excesivas pérdidas por vaporización. Descensos del punto de rocío en el rango de 65-75 °F son comunes de lograr con TEG y, con equipos especiales, descensos del punto de rocío mayores de 100°F pueden obtenerse. La reciente introducción del Tetraetilen glicol al parecer tiene aplicaciones para altas temperaturas de gas de entrada sin excesivas pérdidas por vaporización.

Diethylene Glycol (HOCH₂CH₂OCH₂CH₂OH)

⇒ Used in applications operating at <50°F

Triethylene Glycol (HOCH₂CH₂OCH₂CH₂OCH₂CH₂OH)

⇒ Used in applications operating at 50 - 120°F

Tetraethylene Glycol (HOCH₂CH₂OCH₂CH₂OCH₂CH₂OCH₂CH₂OH)

⇒ Used in applications operating at >120°F

La data de Gallagher y Hibbert (Ver Tabla 1) indica la temperatura a la cual se inicia la descomposición térmica de los glicoles.

Tabla 1

Etilen glicol	329°F
Dietilen glicol	328°F
Trietilen glicol	404°F
Tetraetilen glicol	460°F

El Etilen glicol es considerado más volátil que el Dietilen glicol, por tanto, no es usado para la deshidratación de gas con equipos convencionales. El Tetraetilen glicol es significativamente menos higroscópico que el Dietilen glicol y su uso comercial no está presente en los servicios de deshidratación.

CAPITULO IV

SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL CON TRIETILEN GLICOL (TEG) EN LA PLANTA MALVINAS

4.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN CON TRIETILEN GLICOL (TEG)

4.1.1 Deshidratación con Trietilen glicol (TEG)

Los Equipos que conforman en Sistema de Deshidratación con TEG son:

- Scrubbers de gas de Entrada (VBF-4270/4470)
- Filtros Separadores del gas de entrada (FBD-3100/3300)
- contactoras de gas - glicol (CAF-3110/3310)
- Filtros Coalescedores del gas de entrada (FAK-3700/3900)
- contactoras de glicol-gas de Regeneración (CAF-3800/4000)

La corriente de gas proveniente de la subfase anterior ingresa a los **Scrubbers de entrada**, 220 MMSCFD a cada Tren, de los dos que conforman la Planta de gas. Considerando el Tren 1, ingresa al **Scrubber (VBF-4270)** donde se realiza una separación de gas y líquido; el gas pasa luego por un **Filtro separador (FBD-3100)** en el se tiene una eficiencia de remoción del 100% de partículas de hasta 3 micrones, el líquido resultante del filtro se une al líquido de salida del Scrubber y se envían a la fase de Estabilización de Condensado.

El gas pasa por la **contactora gas - glicol (CAF-3110)** en la que ingresa por la parte inferior, rebota en un deflector y va en sentido ascendente, pasa por el lecho empacado entrando en contacto con el TEG que va en sentido descendente, finalmente pasa por un demister o malla (que atrapa “niebla” o humedad que pueda arrastrar el gas), sale por la parte superior y se dirige al Filtro Coalescedor.

Instalaciones del Sistema de Deshidratación Planta de gas Malvinas



El TEG entra por la parte superior de la torre, llega a un distribuidor de líquido para luego pasar por el lecho empacado en donde absorbe el agua que arrastra el gas que viene subiendo; finalmente sale por la parte inferior de la torre dirigiéndose a la Regeneración de TEG.

En el Filtro Coalescedor (FAK-3700) se atrapa el TEG y humedad que arrastre el gas. El líquido (TEG rico) sale por la parte inferior y también se envía a la Regeneración de TEG, mientras el gas se envía a la fase de Deshidratación con Tamices Moleculares (Molecular Sieves).

En la línea de gas de salida del Filtro Coalescedor FAK-3700, se encuentra la toma de medición de Punto de Rocío del agua.

4.1.2 Regeneración del Trietilen glicol (TEG)

Los Equipos que conforman el Sistema de Regeneración de TEG son:

- Enfriadores de glicol pobre (EAL-3120/3320)
- Tanques Flash de glicol (VBD-3180/3380)
- Filtros de Carbón (FAK-3210/3410)
- Glycol Sock Filters (FAK-3190/3200/3390/3400)
- Bombas de circulación de glicol (PAY-3220/3230/3420/3430)
- Intercambiador de glicol rico / pobre (EAP-3170/3370)
- Columnas del rehervidor de Regeneración de glicol (CBA-3240/3440)
- rehervidores (Reboilers) del glicol (EBC-3130/3330)
- Enfriadores de glicol de Tope (EAL-3160/EAL-3360)
- Separadores de glicol de Tope (VBD-3150/3350)
- Condensadores de Reflujo de la columna del rehervidor de Regeneración de glicol (EAL-3140/3340)

Las corrientes de TEG rico (con agua) de la contactora (CAF-3110) y del Filtro Coalescedor (FAK-3700) se unen con la de TEG rico que viene de la [contactora glicol gas de Regeneración \(CAF-3800\)](#) pasan por el [Condensador de Reflujo de la Torre de Regeneración \(EAL-3140\)](#), que es un serpentín de 2" de diámetro y 100' de largo con el objeto de precalentar el TEG rico; este es enviado a un [Tanque Flash \(VBD-3180\)](#) que es presurizado para trabajar entre 50 y 60 Psig, para lo cual se le agrega gas blanket (gas combustible con ese

propósito), el hidrocarburo que pueda arrastrar el TEG es depositado en un recipiente interno y enviado al drenaje, mientras el TEG rico es enviado a los [filtros de cartuchos y carbón activado](#). El TEG rico viene del Flash (VBD-3180), pasa por el [filtro de partículas FAK-3200](#) donde se retienen sólidos de hasta 25 micrones, pasa luego por el [filtro de carbón activado \(FAK-3210\)](#) en el que se retienen hidrocarburos, para finalmente pasar por el [filtro de partículas FAK-3190](#) en el que se retienen sólidos, en caso haya arrastre de partículas pulverizadas del filtro de carbón activado. Todos los filtros constan de una línea al drenaje de TEG. Después el TEG va al [intercambiador glicol rico / pobre \(EAP-3170\)](#) entrando por los tubos para precalentarse por segunda vez antes de entrar al rehervidor de glicol. El TEG ingresa por la [Columna de Regeneración del glicol \(CBA-3240\)](#) y luego cae al rehervidor (EBC-3130) donde se calienta intercambiando calor con el aceite caliente (Therminol 55) que entra por tubos al rehervidor. El sistema está diseñado para el ingreso de gas combustible (stripping gas) para producir un burbujeo que permita homogenizar la temperatura en el equipo; pero actualmente no se inyecta Stripping gas al rehervidor (Debido a que las condiciones de operación actualmente no requieren el uso de este). El rehervidor consta de una línea al drenaje de TEG. Los vapores de TEG del tope y algo de vapores de la corriente llegan a condensar gracias al serpentín del [Condensador de Reflujo \(EAL-3140\)](#). Este serpentín es enfriado con TEG rico que se dirige como reflujo a la [columna de Regeneración de glicol \(CBA-3240\)](#). Esto reduce las pérdidas de TEG que se dirigen como vapores de tope y la cantidad de TEG de reposición (TEG make-up) requerido.

El TEG ya regenerado sale por la parte inferior por un “rompe vórtice” dirigiéndose al [intercambiador \(EAP-3170\)](#) por el casco donde se enfría y luego pasa al bombeo ([PAY-3230/3220](#)) donde se les incrementa la presión para pasar a las contactoras. Antes de llegar a las contactoras el TEG pobre se enfría pasando por un [aeroenfriador \(EAL- 3120\)](#) y luego derivarse a las dos contactoras.

En la [contactora de glicol gas de Regeneración \(CAF-3800\)](#), la entrada de gas – gas utilizado en la regeneración de los Tamices Moleculares – se realiza por la parte inferior de la torre, impacta y rebota con un deflector y va en sentido ascendente, pasa por el lecho empacado entrando en contacto con el TEG

pobre que va en sentido descendente, finalmente pasa por un demister (atrapa niebla que pueda arrastrar el gas), sale por la parte superior y se dirige a los compresores de venta.

Los vapores de cabeza de Torre de Regeneración se condensan pasando por un [aeroenfriador \(EAL- 3160\)](#) luego llega al [Separador de glicol \(VBD- 3150\)](#) el que es presurizado para trabajar entre 0.5 y 5 psig para lo cual se le agrega gas blanket (combustible con ese propósito) también entran los venteos producidos en los Filtros de cartucho (FAK-3200/3190) y carbón activado (FAK-3210), el equipo consta de una línea que va al drenaje de TEG y una que va al tratamiento de agua residual, los vapores salen por la parte superior (entrada de gas blanket) en caso se supere la presión de 5 PSIG.

Los drenajes de TEG se envían al un [tanque desgasolinizador \(MBJ-3280\)](#), el TEG recuperado es bombeado (PBE-3290) pasando por un Filtro de Aceite para luego entrar a la línea de alimentación de TEG (por la que ingresa TEG nuevo también) al rehervidor.

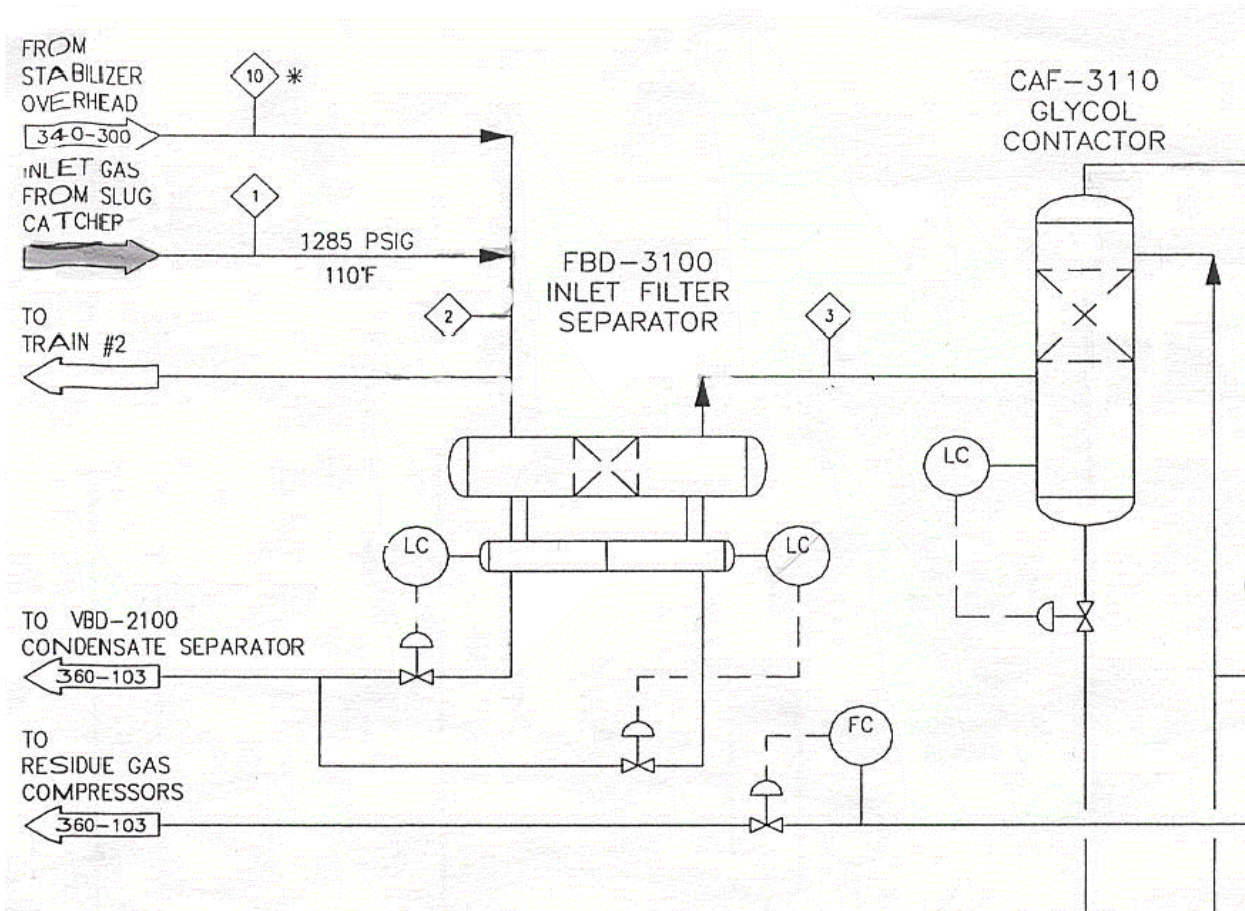
El TEG de reposición (nuevo) es almacenado en el [Tanque \(MBJ-6770\)](#) y es bombeado por las [bombas PAY-6780/6790](#) a ambos Trenes Criogénicos. También ingresa al tanque, nitrógeno como blanket para mantenerlo presurizado entre 50 y 75 mm H₂O.

4.1.3 Composición del gas ingresando al sistema de deshidratación con TEG

CORRIENTE N°	1		2		3		10 (*)	
DESCRIPCION	gas de entrada		gas de entrada Tren 1 y 2		gas de entrada a Tren 1		Tope del estabilizador	
FASE	vapor (LB/MOL HR-%MOL)		vapor (LB/MOL HR-%MOL)		vapor (LB/MOL HR-%MOL)		vapor (LB/MOL HR-%MOL)	
H2O	65.29	0.1400	66.68	0.1399	33.34	0.1399	1.38	0.1349
CO2	247.19	0.5301	255.31	0.5357	127.65	0.5357	8.12	0.7938
N2	237.86	0.5101	239.83	0.5032	119.92	0.5033	1.97	0.1926
C1	38892.03	83.3984	39571.27	83.0334	19785.63	83.0335	679.24	66.3975
C2	4426.01	9.4909	4646.12	9.7491	2323.06	9.7491	220.11	21.5163
C3	1581.05	3.3903	1655.07	3.4729	827.53	3.4729	74.01	7.2347
I-C4	214.54	0.4601	223.46	0.4689	111.73	0.4689	8.93	0.8729
N-C4	410.42	0.8801	426.67	0.8953	213.33	0.8953	16.25	1.5885
I-C5	139.92	0.3000	144.38	0.3030	72.19	0.3030	4.47	0.4370
N-C5	130.59	0.2800	134.51	0.2822	67.26	0.2823	3.92	0.3832
N-C6	130.59	0.2800	133.37	0.2799	66.69	0.2799	2.79	0.2727
BENCENO	4.66	0.0100	4.73	0.0099	2.36	0.0099	0.07	0.0068
N-C7	83.95	0.1800	85.09	0.1785	42.55	0.1786	1.15	0.1124
N-C8	51.3	0.1100	51.75	0.1086	25.88	0.1086	0.45	0.0440
N-C9	13.99	0.0300	14.09	0.0296	7.04	0.0295	0.1	0.0098
N-C10	4.66	0.0100	4.69	0.0098	2.34	0.0098	0.02	0.0020
N-C11	0.00	0.0000	0.01	0.0000	0	0.0000	0.01	0.0010
N-C12+	0.00	0.0000	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000
	46634.05	100.0000	47657.03	100.0000	23828.5	100.0000	1022.9900	100.0000
TOTAL (LB MOL/HR)	46634.05		47657.03		23828.5		1022.99	
PRESION (PSIG)	1285		1285		1285		1285	
TEMP (°F)	110		110		110		110	
LBS/HR	929659.5		953373.41		476686.71		23713.96	
PESO MOLECULAR	19.94		20		20		23.18	
MMSCFD	424.71		434.02		217.01		9.32	

(*) Operación del estabilizador con dos trenes criogénicos

CORRIENTES DE ENTRADA AL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN



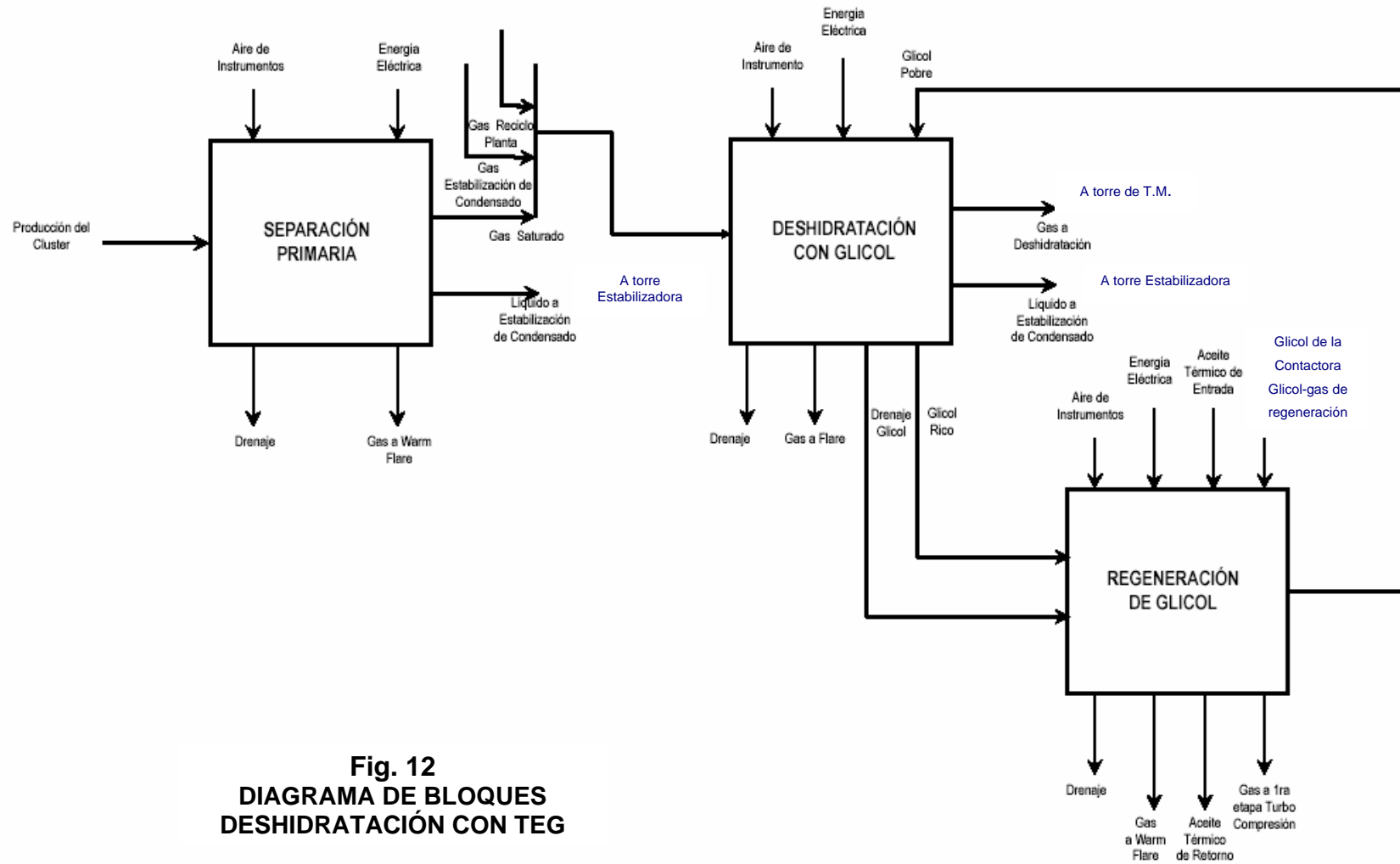


Fig. 12
DIAGRAMA DE BLOQUES
DESHIDRATACIÓN CON TEG

Fig. 13

SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN CON GLICOL (TEG) - PLANTA DE GAS MALVINAS

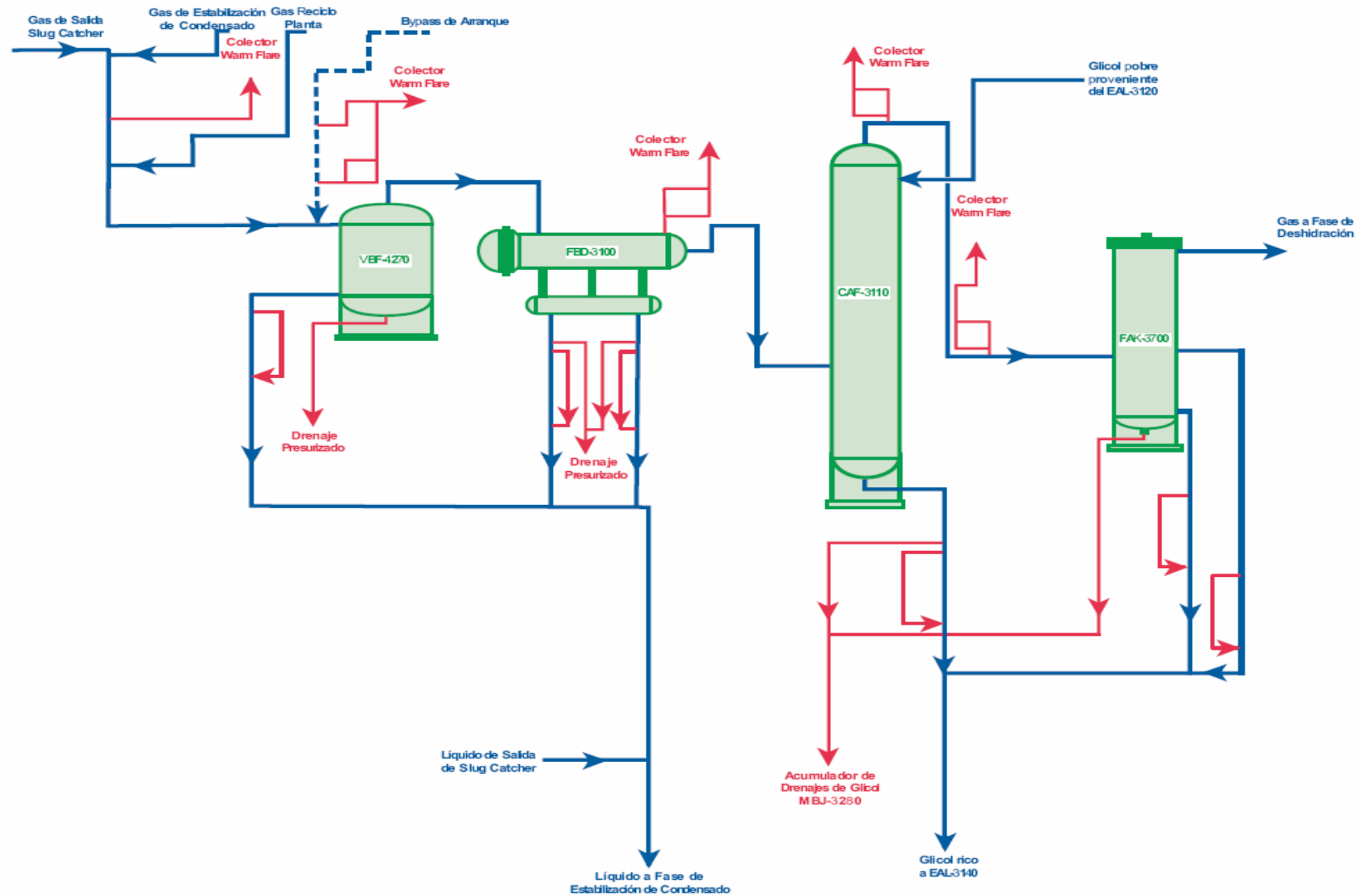


Fig. 14

SISTEMA DE REGENERACIÓN DE GLICOL (TEG) - PLANTA DE GAS MALVINAS

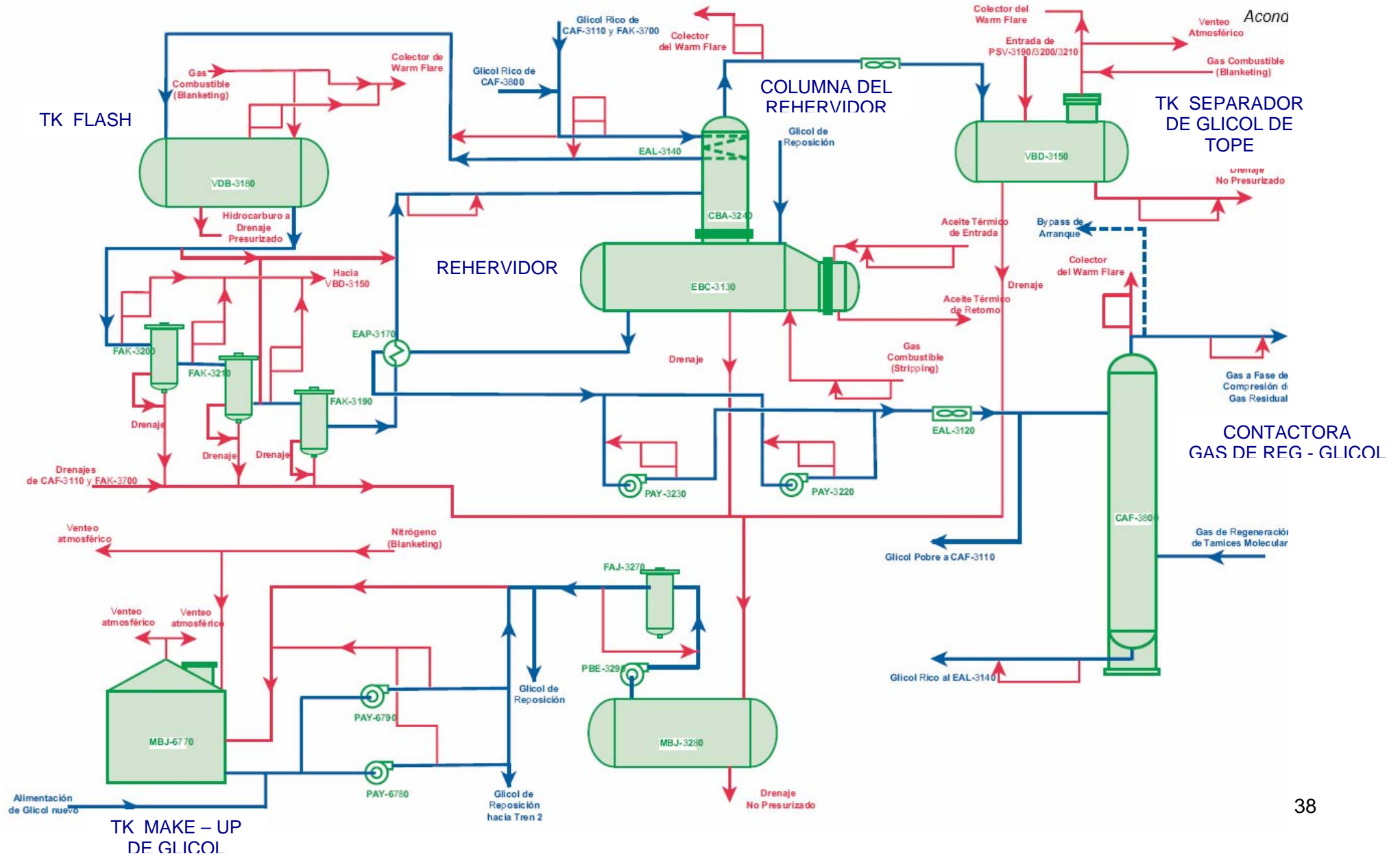


Fig. 15

MALVINAS PROCESS FLOW DIAGRAM INLET GAS DEHYDRATION AND MOLE SIEVE REGENERATION (TRAIN #1 OR #2)

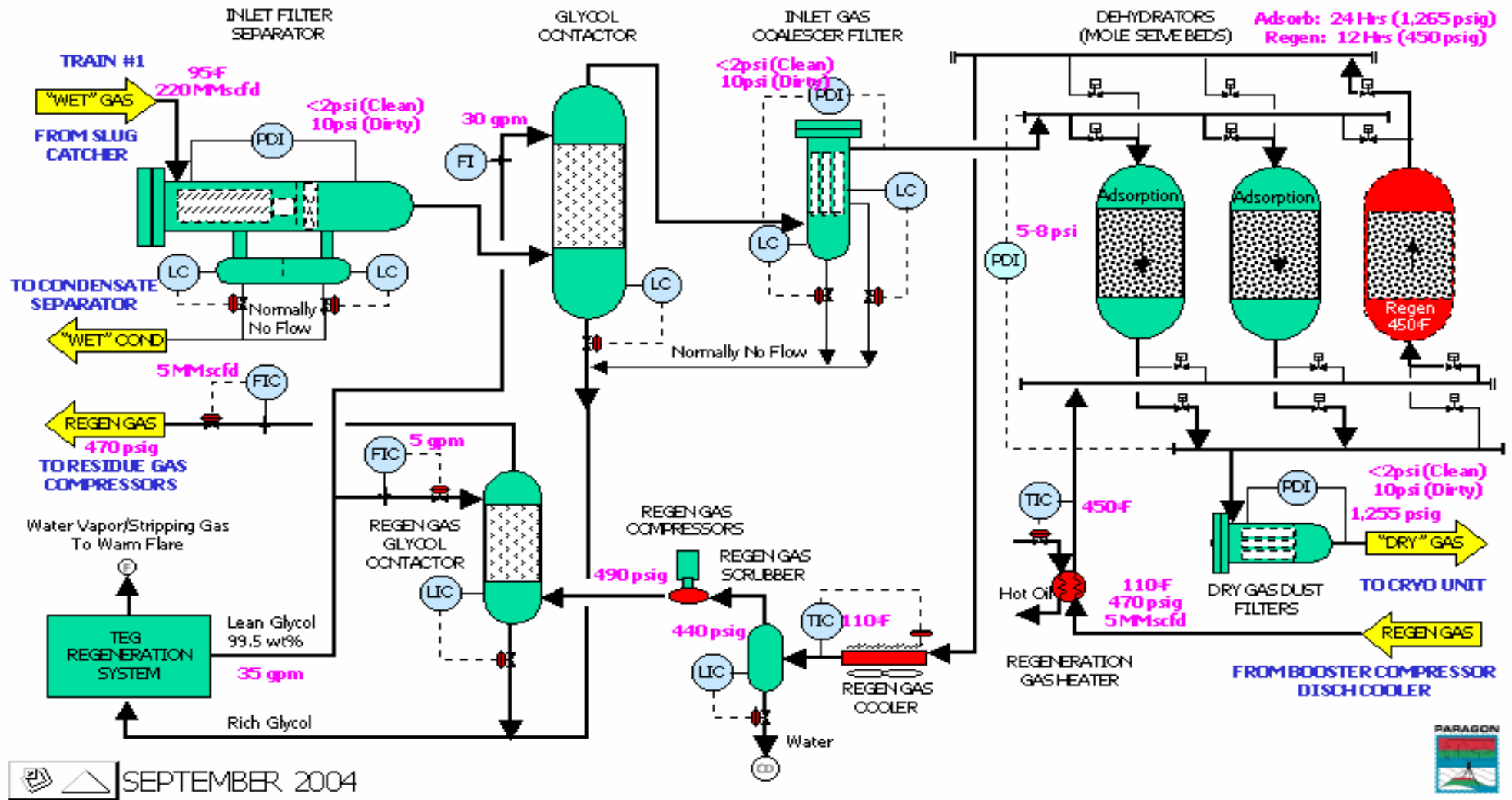


Fig. 16

MALVINAS PROCESS FLOW DIAGRAM
 GLYCOL REGENERATION SYSTEM (TRAIN #1 OR #2)

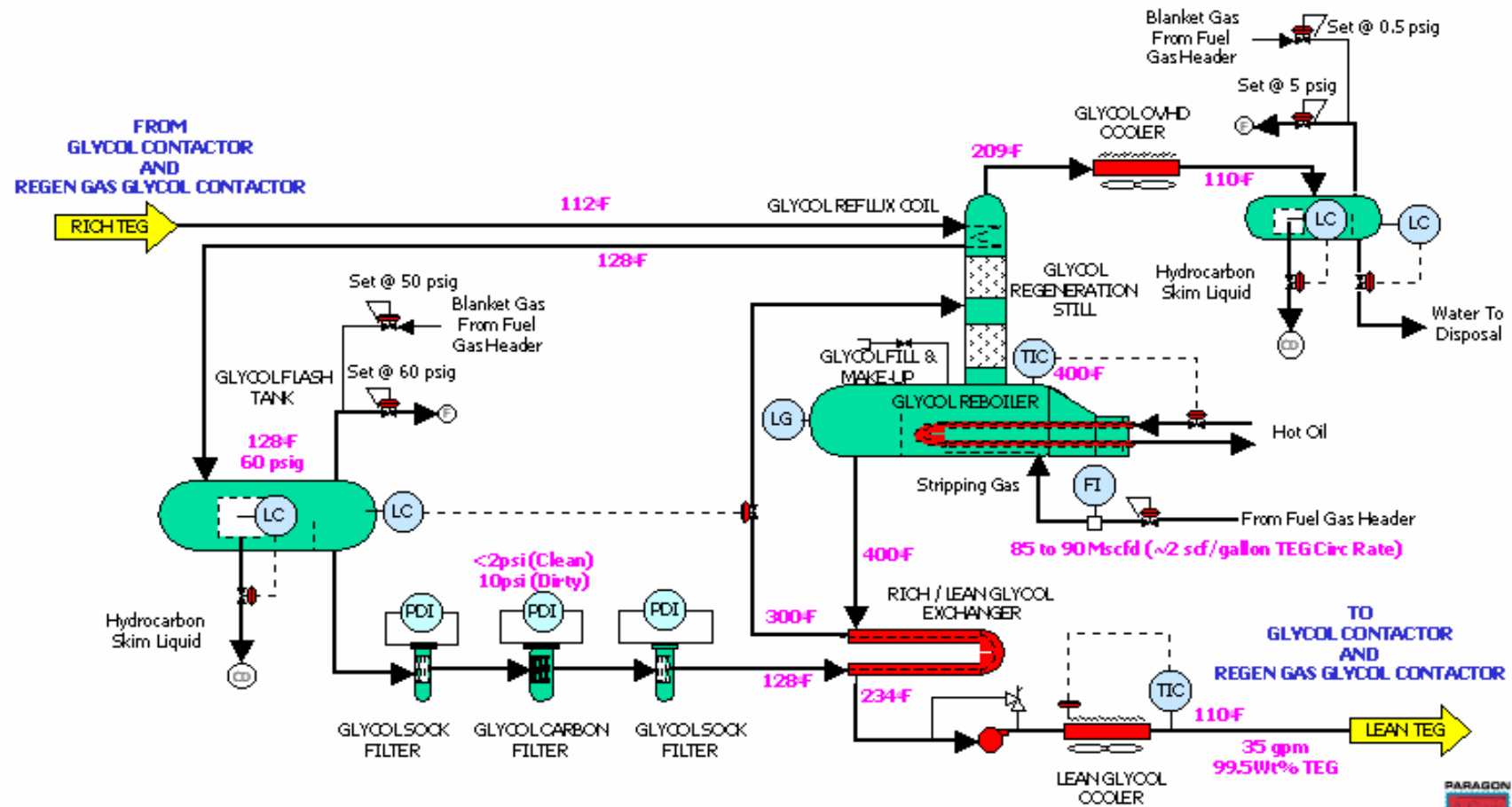


Fig. 17

SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN PANTALLA DELTA-V

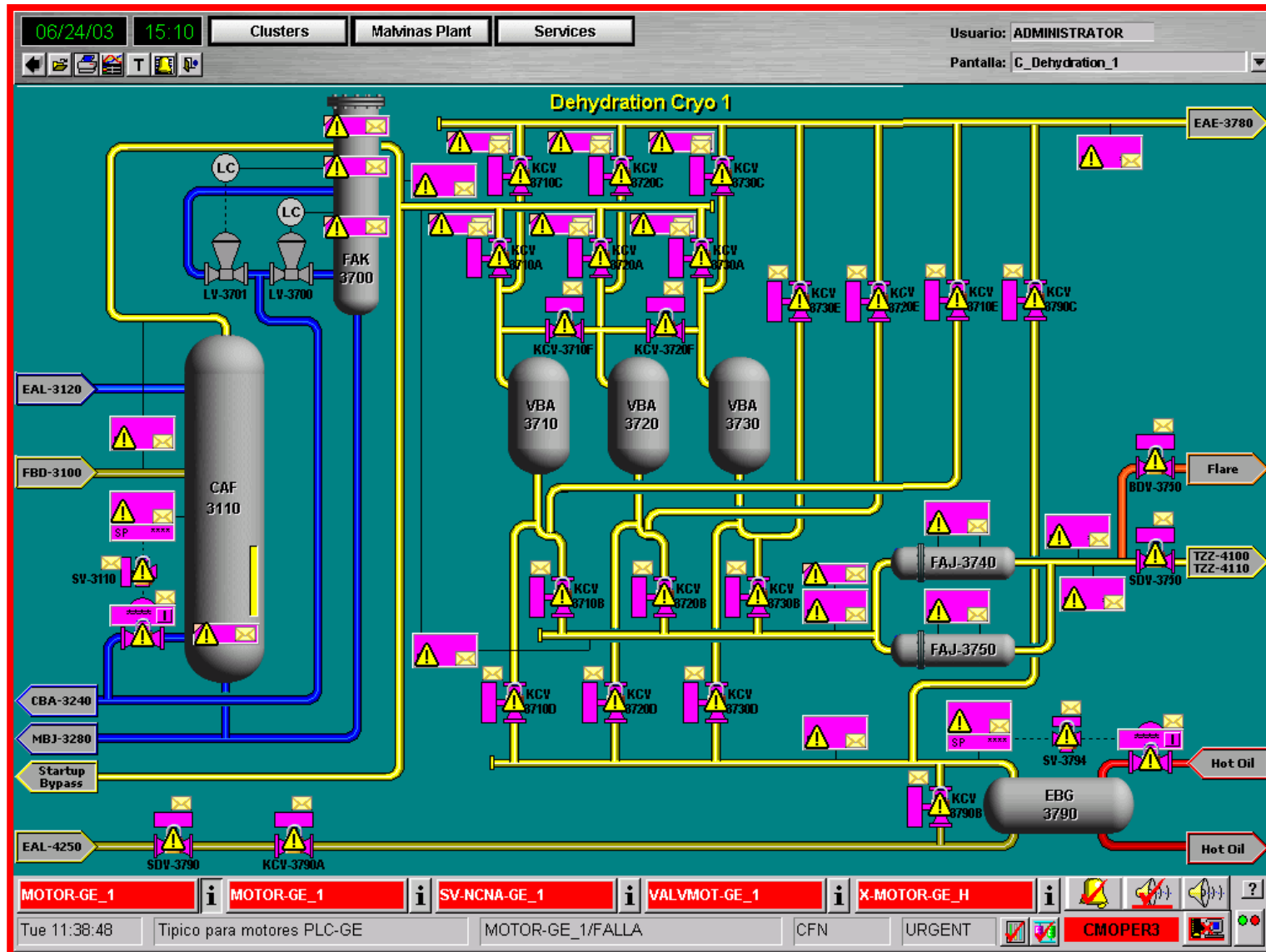


Fig. 18

REGENERACIÓN DEL TEG PANTALLA DELTA-V

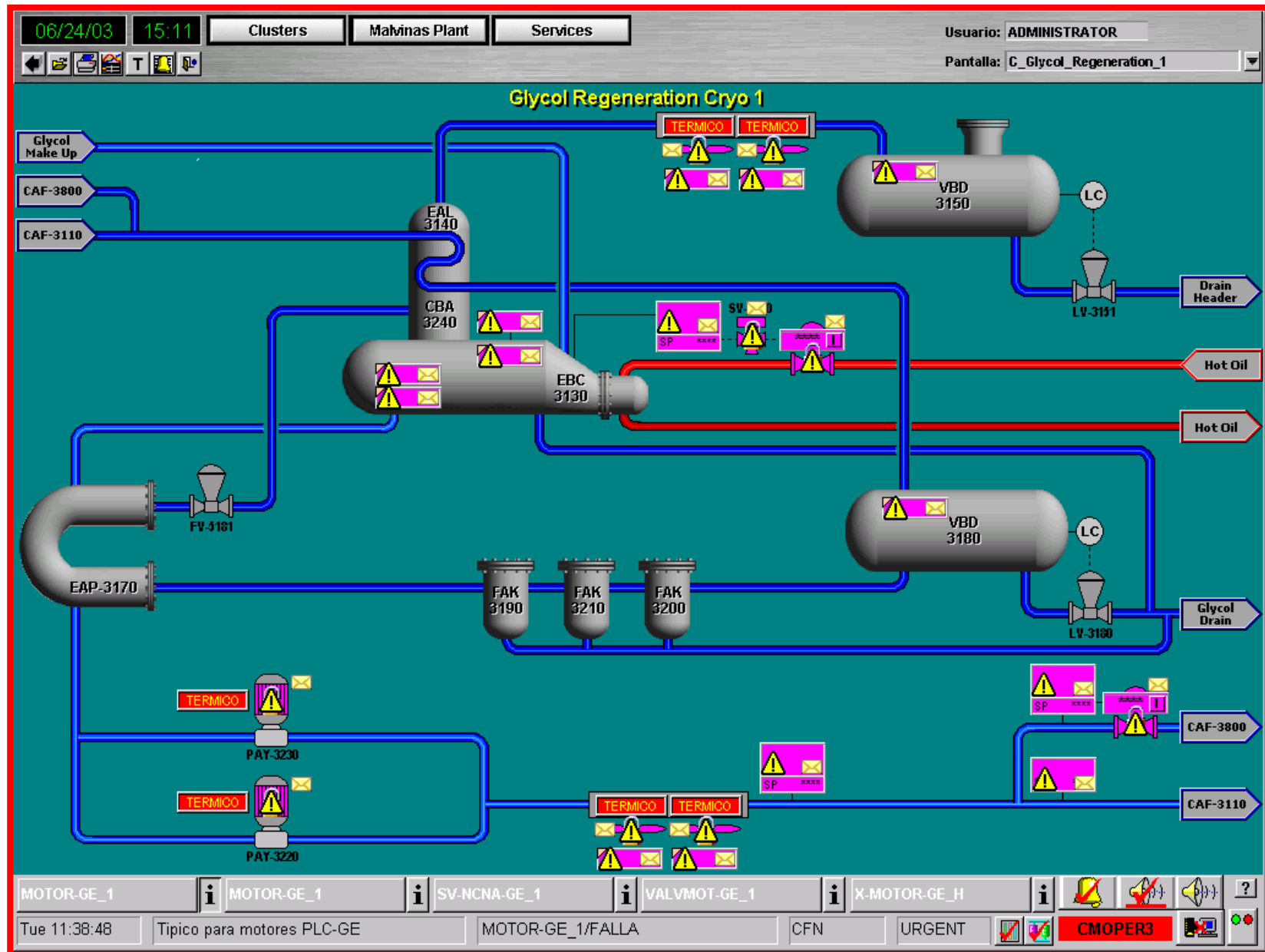
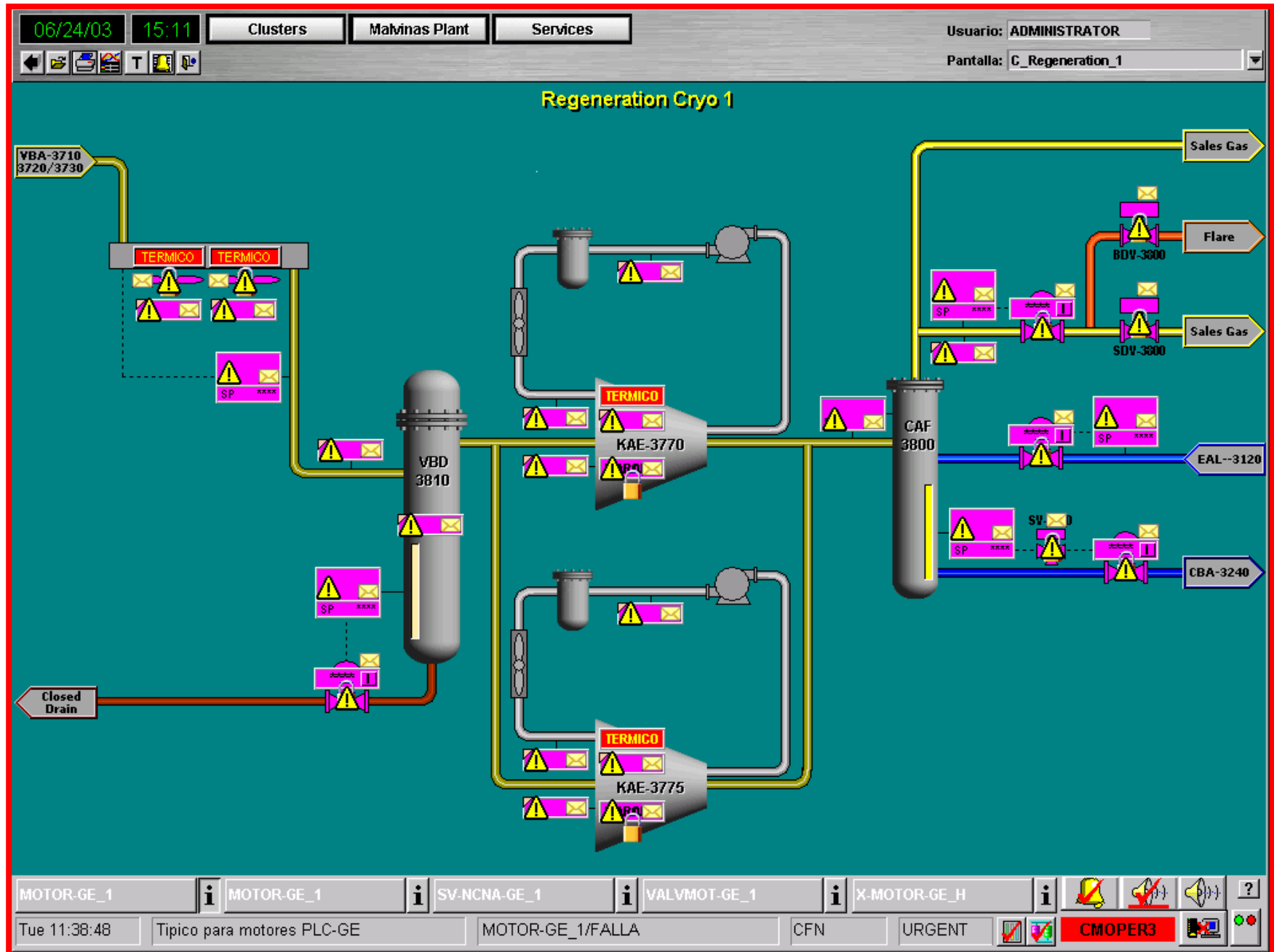


Fig. 19



4.1.4 Condiciones Normales de Operación

variable	Inst.de control	Lugar de medición	Valor nominal	Limites
Presión del gas de entrada al Scrubber VBF-4270	PIC-4270	Sala de control/Campo	1280 Psig	1415 Psig
Nivel del Scrubber VBF-4270	LIC-4270, LT-4271	Sala de Control		
Presión del Scrubber VBF-4270	PI-4270, PT-4270	Sala de Control	1285 Psig	
Presión del Filtro Separador FBD-3100	PI-3100, PT-3100	Sala de Control	1285 Psig	1415 Psig
Presión diferencial del FBD-3100	PDI-3100, PDT-3100	Sala de Control	6 Psig	10 Psig
Nivel de la CAF-3110	LIC-3110 LSLL-3111	Sala de Control	2' 6"	LAH 3' 0" LAL 2' 0" LALL 1' 6"
Temperatura de salida del glicol pobre del aero EAL-3120	TIC-3120	Sala de Control	100°F	
Presión del Tk Flash de glicol VBD-3180	PCV-3180 PCV-3181	Campo	50 Psig	60 Psig
Nivel de HC del VBD-3180	LCV-3180	Campo	0' 9"	
Nivel de glicol del VBD-3180	LCV-3181 LSH-3180	Campo	1' 0"	LAH 1' 9"
Presión diferencial del FAK-3200	PDI-3200	Campo	6 Psig	10 Psig
Presión diferencial del FAK-3210	PDI-3210	Campo	6 Psig	10 Psig
Presión diferencial del FAK-3190	PDI-3190	Campo	6 Psig	10 Psig
Temperatura del rehervidor de glicol	TIC-3130	Sala de Control	400°F	
Presión en el EBC-3130	PCV-3130 PI-3130	Campo	1 Psig	5 Psig

Nivel de glicol del EBC-3130	LSLL-3130 LSL-3131 LSH-3132	Campo	1' 6"	LAH 2' 0" LAL 1' 0" LALL 0' 6"
Temperatura a la salida del aereo EAL-3160	TI-3161	Campo	125°F	
Nivel del VBD-3150	LCV-3150 LSH-3150 LSL-3152	Campo	1' 0"	LAH 1' 6" LAL 0' 6"
Presión del Acumulador VBD-3150	PCV-3150 PCV-3151	Campo	0.5 Psig	5 Psig
Nivel de CAF-3800	LIC-3800 LSLL-3801	Sala de Control	2' 6"	LAH 3' 0" LAL 2' 0" LALL 1' 6"
Nivel del acumulador de drenaje de glicol	LSL-3280	Campo		LAL 6"
Presión del tanque de glicol MBJ-3280	PCV-6770 PCV-6771	Campo	50 mmH ₂ O	75 mmH ₂ O
Nivel del MBJ-3280	LT-6771 LI-6770	Sala de Control/campo		LAH 191" LAL 10"

VARIABLE DE OPERACIÓN	VALOR O RANGO
Temperatura del gas de Entrada	90-100°F
Temp. del TEG al Absorbedor (Contactora)	5-15°F más caliente que el gas
Temp. del TEG al Tk Flash	130-135°F 50-80 psig
Temp. del TEG hacia la columna Despojadora	200-300°F, preferentemente 300° F
Temp. del TEG tope de la columna Despojadora	210°F, menor con stripping gas
Temperatura en el Rehervidor	388-400°F, con un rendimiento de máx. 99.0 wt% TEG
Presión del gas de Entrada	1300 Psig

4.1.4.1 Control de la Temperatura del Proceso

La lista siguiente son las temperaturas de Operación anticipadas para la Planta de gas Malvinas cuando la instalación es operada de acuerdo a las bases del diseño descritas en el Star-Up Manual *Malvinas gas Processing Facility, Howe-Baker Engineers, Ltd* Job N° 1853.

TAG N°	SERVICIO	MODO GSP	MODO SCORE
TIC-3120 TIC-3320	Temperatura de salida del aerofriador de glicol pobre	110°F	110°F
TI-3700 TI-3900	Temperatura del gas de entrada	110°F	110°F
TIC-3130 TIC-3330	rehervidor de glicol	400°F	400°F

4.1.4.2 Control de otras variables del Proceso

La lista siguiente son los Set points anticipados para el circuito de control de los PID cuando la instalación es operada de acuerdo a las bases de diseño discutidos en el Star-Up Manual *Malvinas gas Processing Facility, Howe-Baker Engineers, Ltd* Job N° 1853.

TAG N°	CONTROL ACCIÓN	SERVICIO	SET POINT INICIAL
LIC-3110 LIC-3310	LV-3110 LV-3310	Control de nivel de la contactora de glicol	2' 6"
TIC-3120 TIC-3320	EAL-3120 y 3320 persianas	Enfriador de glicol pobre	110°F
TIC-3130 TIC-3330	TV-3130 TV-3330	Control de Temperatura del rehervidor de glicol	400°F
FIC-3800 FIC-4000	FV-3800 FV-4000	Alimentación de glicol pobre a la contactora de glicol-gas de Regeneración	5 gpm
LIC-3800 LIC-4000	LV-3800 LV-4000	Control de nivel de la contactora de glicol-gas de Regeneración	2' 6"

La lista siguiente lista son los límites de operación para los Equipos de la Planta de gas Malvinas descritos en el Star-Up Manual *Malvinas gas Processing Facility, Howe-Baker Engineers, Ltd* Job N° 1853.

EQUIPO TAG N°	SERVICIO	TEMPERATURA (°F)		PRESIÓN (PSIG)	
		MAX	MIN	CASCO	TUBOS
FBD-3100 FBD-3300	Filtro Separador de Entrada	150	-	1415	-
CAF-3110 CAF-3310	contactora de glicol	150	-	1415	-
EAL-3120 EAL-3320	Enfriador de glicol pobre	300	-	-	1415
EBC-3130 EBC-3330	rehervidor de glicol	450/575	-	150	150
EAL-3140 EAL-3340	Condensador de Reflujo de la columna despojadora de glicol	150	-	1415	-
VBD-3150 VBD-3350	Separador de tope de glicol	150	-	50	-
EAL-3160 EAL-3360	Enfriador de tope de glicol	250	-	-	50
EAP-3170 EAP-3370	Intercambiador de glicol pobre/rico	450/450	-	75	150
VBD-3180 VBD-3380	Tanque Flash de glicol	200	-20	150	-
FAK-3190/FAK-3200 FAK-3390/3400	Filtro de partículas de glicol	200	-	150	-
FAK-3210 FAK-3410	Filtro de Carbón de glicol	200	-	150	-
CBA-3240 CBA-3440	Columna regeneradora de glicol	450	-	75	-
CAF-3800 CAF-4000	contactora de glicol-gas de Regeneración	150	-	535	-

La lista siguiente son los niveles de líquidos de Operación para los recipientes en la Planta de gas Malvinas descritos en el Star-Up Manual *Malvinas gas Processing Facility, Howe-Baker Engineers, Ltd* Job N° 1853.

EQ. TAG N°	SERVICIO	RANGO NORMAL	NIVEL ALTO		NIVEL BAJO	
			LAH	LAHH	LAL	LALL
FBD-3100 FBD-3300	Filtro Separador de gas de entrada	0'-6" 0'-6"	0'-9" 0'-9"	1'-0"	-	-
CAF-3110 CAF-3310	contactora de glicol	2'-6" 2'-6"	3'-0" 3'-0"	-	2'-0"	1'-6"
VBD-3180 VBD-3380	Tanque Flash de glicol	1'-0" 0'-9"	1'-9" 1'-9"	-	-	-
EBC-3130 EBC-3330	rehervidor de glicol	1'-6" 1'-6"	2'-0" 2'-0"	-	1'-0"	0'-6"
VBD-3150 VBD-3350	Separador de tope de glicol	1'-0" 1'-0"	1'-6" 1'-6"	-	-	-
CAF-3800 CAF-4000	contactora de glicol gas de Regeneración	2'-6" 2'-6"	3'-0" 3'-0"	-	2'-0"	1'-6"

4.2 FUNCIÓN DE LOS PRINCIPALES EQUIPOS INVOLUCRADOS EN EL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS

4.2.1 Scrubber de Entrada

El Scrubber de entrada previene inundamientos accidentales de grandes cantidades de agua, hidrocarburos u otros materiales dentro de la contactora de gas-glicol.

Es un equipo que funciona como el limpiador del gas de ingreso a la contactora gas-glicol (Absorbedor). El agua líquida transportada con el gas podría diluir el TEG, disminuye la eficiencia de la absorción requiriendo una mayor circulación de TEG, incrementando la carga vapor-líquido en la columna despojadora del rehervidor (Still Reboiler Column), inundando la columna despojadora del reboiler e incrementando sumamente la carga de calor al reboiler y los requerimientos de fuel gas. Los resultados de no usar Scrubber de entrada incrementan las pérdidas de glicol y gas húmedo. Si el agua contiene sales y sólidos estos podrían depositarse en el Reboiler ensuciando las superficies de calentamiento y posiblemente causar incendio.

Si hidrocarburos líquidos están presentes, estos podrían pasar a la columna despojadora del reboiler. Las fracciones livianas podrían pasar a la cabeza como vapor y podrían crear riesgo de fuego, si se presenta en grandes cantidades. Los hidrocarburos pesados podrían colectarse en la superficie del Trietilen glicol en el tanque de almacenamiento y si no se separa este último podría desbordarse del sistema. Vapores de hidrocarburo flameante podrían inundar la columna despojadora del reboiler incrementar la carga de calor en el reboiler e incrementar las pérdidas de TEG.

El programa de control de corrosión de Pozos debería planearse cuidadosamente y coordinarse para prevenir la contaminación del glicol. Excesivo flujo podría arrastrar a la Planta si el Scrubber de entrada es sobrecargado.

El uso de un Scrubber de Entrada bien diseñado es esencial para la eficiente operación de la Planta de Deshidratación con glicol. En la Planta de gas Malvinas el Scrubber es una torre separada, en otras Plantas este es parte integral del Absorbedor (contactora gas-glicol). El Scrubber de

entrada de la Planta de gas Malvinas recibe la combinación de la corriente de gas de la salida Slug Catcher y de los compresores Ovhd del Estabilizador. Separa algún arrastre o líquidos entrantes de la mezcla de la corriente de gas antes de ingresar al Sistema de Deshidratación.

4.2.2 Filtro Separador de gas de entrada

El filtro separador de gas de entrada coalesce y separa líquidos entrantes (si hubiera) del gas “húmedo” proveniente de la salida del Scrubber antes de ingresar a la contactora de glicol. El filtro remueve algunas partículas del gas de hasta 3 micrones.

4.2.3 contactora gas-glicol (Absorbedor)

Esta columna absorbidora es un equipo de transferencia de masa a elevada presión y baja temperatura, en contracorriente, cuyo fin es transferir la humedad del gas de alimentación al TEG en una geometría de etapas verticales formada por empaque estructurado para tener un buen contacto gas-líquido.

El gas de entrada proveniente del Filtro Separador de gas de entrada ingresa por el fondo de cada contactora de glicol (CAF-3110 y CAF-3310). El agua en el gas de entrada es removida hasta 7Lb/MMscf por contracorriente en contacto con galones de TEG pobre-solución. El TEG rico en “humedad” es enviado al control de nivel de la columna regeneradora de glicol (CBA-3240 y CBA-3440) y al Sistema de Regeneración de glicol.

El gas parcialmente seco fluye de la contactora de glicol al Filtro Coalescedor del gas de entrada (FAK-3700/FAK-3900) el cual remueve algo de glicol entrante con el gas. El gas luego es enviado al Sistema de Deshidratación con Tamices Moleculares para su completa deshidratación y posterior envío al Proceso Criogénico.

En la Planta de Procesamiento de gas Malvinas, las contactoras de gas-glicol CAF-3110 y CAF-3310 están diseñadas para operar máximo a 1415 psig y 150°F, son verticales de dimensiones 78” D.I, 48’ de altura y material de construcción acero 304 SS. Sus condiciones operativas son 1285 psig y

110°F; están rellenas de **empaque estructurado Mellapack M2Y** proveído por Sulzer Chemtech; cada una esta diseñada para manejar 220 MMscf de flujo de gas a 1015 psia, 20.0 MW con 40.2 gpm de 98.7wt% TEG pobre.

A continuación se detalla un resumen de la hoja de cálculo del empaque para la contactora de TEG proveído por *SULZER CHEMTECH*.

Tabla N° 2

CAF-3110/3310 contactora de glicol	78" I.D. x 48'-0" S/S
CAF-3800/4000 contactora de glicol gas de Regeneración	24" I.D. x 26'-0" S/S
Capacidad Total del Sistema, Galones	10,000

gas de Salida:

Contenido de agua: 6.0 Lb/MMSCF

Entrada de glicol pobre

Flujo de Líquido: 40.21 GPM
 Flujo de Líquido: 22.565 Lb/hr
 Densidad: 69.96 Lb/pie³
 Temperatura: 120 °F
 Concentración: 98.7 wt%

Entrada de gas

Flujo de gas: 220.36 MMSCFD
 Flujo de gas: 484.878 Lb/hr
 Densidad: 3.8881 Lb/pie³
 Temperatura: 110 °F
 Presión: 1015.0 wt%
 Contenido de agua: 81 Lb/MMSCF
 Peso Molecular: 20 lb/lb-mol

Internos de la Torre:

Equipamiento: Mellapack M2Y,VEP,TSB
 Material de Construcción: 304SS/304L

Cilindros e inyectores:

Cilindro D.I: 78 pulgadas
 Cilindro Manway D.I: 17.25 mín. pulgadas

Inyector de glicol de entrada: 3 pulgadas
 Inyector de gas de entrada: 16 pulgadas

Datos del Empaque

1 lecho (tope) GAS: 220.4 MMSCFD, 110°F

Diam (ft)	Empaque	Lámina (mm)	Material	NTS requerido	NTSM	Altura (ft)	Holdup (%)	Peso (lb)	ΔP (in w)
6.5	M2Y	0.1	1.4301	4.06	0.45	29.626	4.2	4969	4.554

G (lb/hr)	L (lb/hr)	ρ_G (lb/ft ³)	ρ_L (lb/ft ³)	η_G (cP)	η_L (cP)	σ (dyne/cm)	Cap (%)	F-F (US)	I (gpm/ft ²)	Dpdz (in w/ft)	Flowp
483917	22565	3.827	69.96	0.013	14.6	44.75	43	2.07	1.212	0.156	0.011
464878	23526	3.888	68.69	0.013	9.15	46.1	44	2.06	1.287	0.162	0.012

Tope 
 Fondo 

Propiedad del gas Seco

- Composición del gas

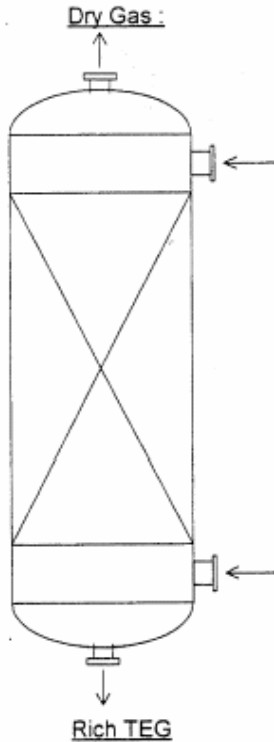
Nombre:	Fracción Mol
Nitrógeno	0.0051
Metano	0.82981
Etano	0.009739
Propano	0.0348
i-Butano	0.0048
n-Butano	0.0082
n-pentano	0.0063
Hexano	0.0072
Dióxido de Carbono	0.0054

- Condiciones de Operación

Presión del gas:	1015 Psia
Temperatura del gas:	110°F
Peso Molecular:	20.04
Densidad de la Mezcla de gas:	3.696 lb/pie ³

glicol líquido entrante: 0.0181USG/ MMscf

glicol Evaporado: 7.6E-04 USG/MMscf
 Total de glicol entrante: 0.0189 USG/MMscf



Contenido de Agua: 6 Lb/MMscf

TEG pobre

Concentración: 98.7 % peso sol TEG
 Temperatura: 120°F
 Flujo de TEG: 40.21 USGPM

Cálculos Hidrodinámicos

Diámetro de la columna: 78 pulgadas
 Altura del empaque: 29.626 pies
 Área de la columna: 3.08 m²
 Velocidad del gas: 0.32 m/s
 Carga de líquido: 2.96 m³/m²*h
 Factor F: 2.51 Pa^{1/2}
 Caída de presión de gas: 2.01 mbar/m
 Capacidad: 48.01%

gas Húmedo

Contenido de Agua: 81 Lb/MMscf

95.73 % peso TEG

Diseño basado en Worley data

La limpieza es muy importante para prevenir altos puntos de rocío del gas tratado causado por espuma y/o pobre contacto gas-líquido. El taponamiento de empaques podrían incrementar las pérdidas de TEG.

Durante los arranques de Planta, la presión en la contactora deberá llevarse lentamente hasta el rango de operación y luego el TEG deberá circularse hasta obtener nivel de líquido requerido. Seguidamente el flujo de gas yendo a la contactora deberá incrementarse lentamente hasta que el nivel de operación sea alcanzado.

La contactora gas-glicol (Absorbedor) es vertical para asegurar la propiedad de flujo de TEG en el recipiente y adecuado contacto del TEG y el gas.

Las contactoras de gas-glicol (Absorbedor) algunas veces necesitan ser aisladas cuando una excesiva condensación de Hidrocarburos livianos se colecta en las paredes de la torre. Esto ocurre con frecuencia cuando la

deshidratación es rica y gases calientes en climas fríos. Estos hidrocarburos livianos pueden causar inundación en la torre o espuma en la contactora y excesivas pérdidas de TEG del Reboiler o Regenerador.

El tipo y espesor de la malla atrapa niebla (mesh pad) debería estudiarse cuidadosamente para minimizar pérdidas de TEG. Especial cuidado debería también tomarse después de la instalación para prevenir daños del mesh pad.

Contactora de gas-Glicol



4.2.4 contactora gas de Regeneración - glicol

La contactora de glicol-gas de regeneración contacta el gas de regeneración "húmedo" con el glicol pobre. El glicol (TEG) absorbe vapor de agua del gas reduciendo el contenido de agua a menos de 7 lb/MMscf de gas, antes de que este sea retornado a la corriente principal de gas de venta. Estas dos torres de 24" diámetro, CAF-3800/4000, son diseñadas para manejar cada una 8 MMSCFD flujo de gas a 455 psia, 110°F, 17.8 MW gas con 5.1 gpm de 98.7wt% TEG pobre (*).

Propiedad del gas Seco

- Composición del gas

Nombre:	Fracción Mol
Nitrógeno	0.0054
Metano	0.88288
Etano	0.10214
Propano	0.0041
Dióxido de Carbono	0.0057

- Condiciones de Operación

Presión del gas:	455 Psia
Temperatura del gas:	110°F
Peso Molecular:	17.81
Densidad de la Mezcla de gas:	1.4 lb/pie3
Flujo de gas:	8.0252 MMscfd
glicol líquido entrante:	0.0059USG/ MMscf
glicol Evaporado:	1.4E-03 USG/MMscf
Total de glicol entrante:	0.0073 USG/MMscf

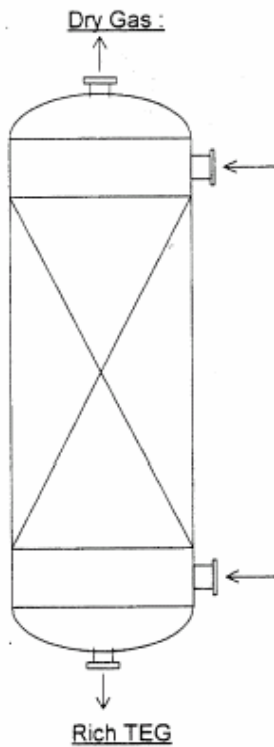
- Datos del Empaque

1 lecho (tope) GAS: 8.03 MMSCFD

Diam (ft)	Empaque	Lámina (mm)	Material	NTS	NTSM	Altura (ft)	Holdup (%)	Peso (lb)	ΔP (in w)
1.833	M250.Y	0.1	1.4404	3.69	1.26	9.646	5.6	157	0.992

G (lb/hr)	L (lb/hr)	ρ_G (lb/ft ³)	ρ_L (lb/ft ³)	η_G (cP)	η_L (cP)	σ (dyne/cm)	Cap (%)	F-F (US)	I (gpm/ft ²)	d _{pdz} (in w/ft)	Flowp
15649	2821	1.294	69.949	0.012	14.5	44.71	42	1.45	1.905	0.107	0.025
15704	2875	1.399	69.482	0.012	11.5	45.82	41	1.39	1.955	0.099	0.026

Tope
 Fondo



Contenido de Agua: 11.76 Lb/MMscf

TEG pobre

Concentración: 98.7 % peso sol TEG
 Temperatura: 120°F
 Flujo de TEG: 5.1211 USGPM

Cálculos Hidrodinámicos

Diámetro de la columna: 22.047 pulgadas
 Altura del empaque: 9.646 pies
 Área de la columna: 0.25 m²
 Velocidad del gas: 0.36 m/s
 Carga de líquido: 4.74 m³/m²*h
 Factor F: 1.71 Pa^{1/2}
 Caída de presión de gas: 1.12 mbar/m
 Capacidad: 41.73%

gas Húmedo

Contenido de Agua: 153.0952 Lb/MMscf

97.08 % peso TEG

Diseño basado en Worley data (*)

4.2.5 Tanque Flash o Separador de gas-glicol

Mientras el TEG pobre fluye a través de la contactora este absorbe agua y adicionalmente algunos hidrocarburos y CO₂ del gas húmedo. La cantidad de gases disueltos es una condición de las condiciones de operación de la contactora (Por ejemplo: temperatura, presión y composición del gas). Para un gas liviano dulce aproximadamente 1 pie³ gas / Gal. TEG es absorbido a 1000 psig y 100°F. Este número puede incrementarse con el aumento de gases ácidos en el gas húmedo y aumento de presión, pero podría disminuir con el incremento de la temperatura.

El Tanque Flash conocido también como Tanque de Venteo o Tanque de Vaporización instantánea, es considerado muchas veces una pieza opcional de un Sistema de Deshidratación, es usado para remover hidrocarburos gaseosos que han sido absorbidos por el glicol rico al entrar en contacto íntimo en la contactora gas-glicol y antes que este llegue a la columna despojadora de glicol. Los gases disueltos son flasheados y separados de la solución de TEG en el Tanque Flash como resultado de la caída de presión y elevación de temperatura del TEG rico.

El gas recuperado puede ser usado como combustible para el rehervidor y/o Stripping gas (gas despojador).

El Tanque Flash normalmente trabaja bien en un rango de temperatura de 110°F a 130°F. Comúnmente en otras plantas de gas un Separador de dos fases con un tiempo de retención de 5 minutos se usa para remover el gas.

Si el hidrocarburo líquido está presente en el glicol rico, un Separador de tres fases debería usarse para remover estos líquidos antes que ellos lleguen al despojador y rehervidor. Un tiempo de retención de líquidos entre 20 y 45 minutos, dependiendo del tipo de hidrocarburo y cantidad de espuma podría estimarse en este Equipo.

En la Planta de Procesamiento de gas Malvinas el tanque Flash es un separador Trifásico que trabaja a 130°F de temperatura y 50 psig de presión.

Separa del glicol rico hidrocarburos gaseosos (antes que ellos vaporicen bruscamente en la Columna Despojadora) e hidrocarburos líquidos con formación de espuma se separan en un recipiente interno del lado del TEG rico

antes que lleguen al rehervidor. El gas recuperado es enviado al colector del Warm Flare.

El Tanque Flash está localizado entre el serpentín de precalentamiento del glicol rico y el despojador, donde el TEG rico es calentado hasta aprox. 135°F, este arreglo puede reducir la viscosidad del TEG y también acelerar la separación del glicol-hidrocarburo líquido. Sin embargo el TEG no debería ser calentado por encima de 200°F porque la solubilidad de los hidrocarburos pesados se incrementa con la temperatura.

Fig. 20

Sist. Deshidratación con TEG sin uso de Tanque Flash

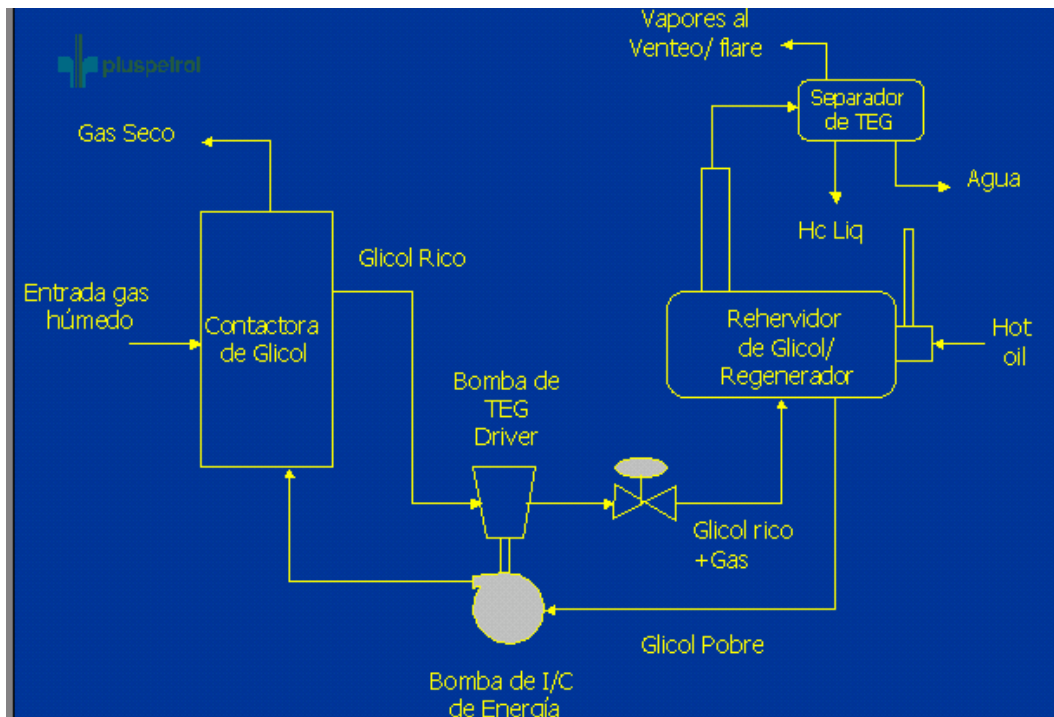
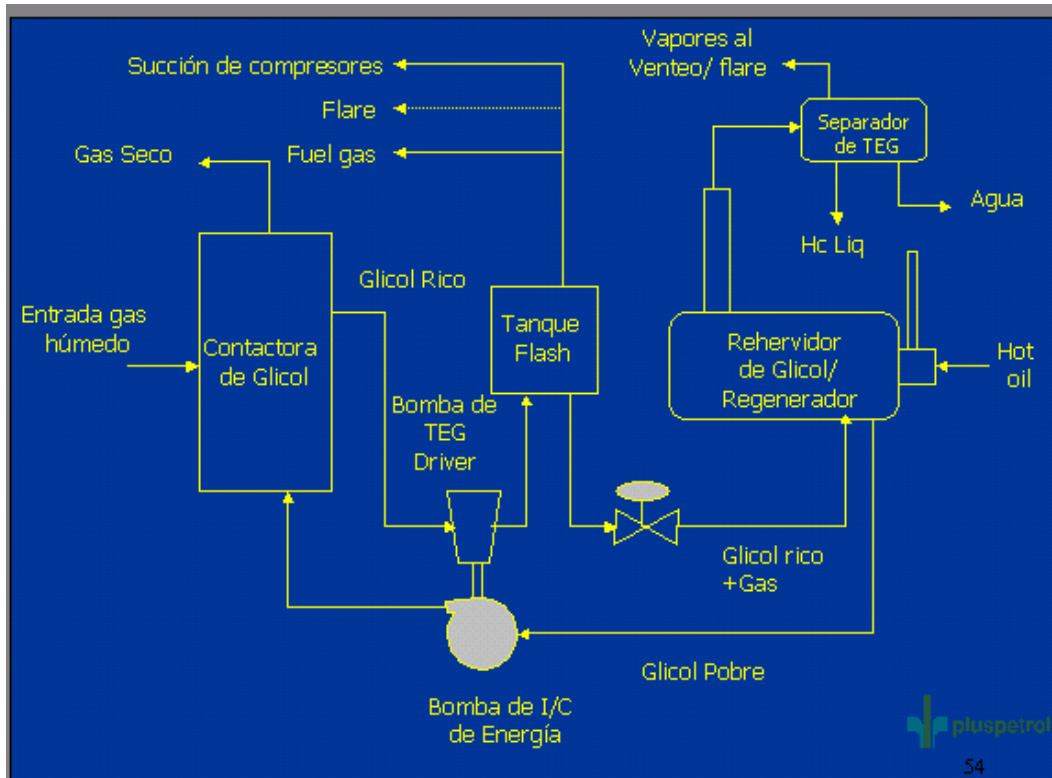


Fig. 21

Sist. Deshidratación con TEG con uso de Tanque Flash
(Pta de gas Malvinas)

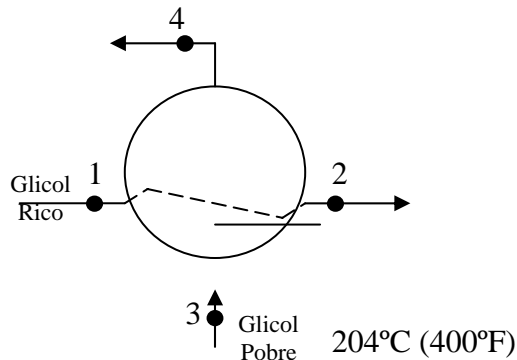


4.2.6 Intercambiador de Calor glicol pobre / rico

Intercambiadores glicol-glicol son necesarios debido a consideraciones operacionales y económicas especialmente para unidades grandes. Ellos son diseñados para reducir el calor que demanda el Reboiler y para obtener el máximo calor recuperado del glicol pobre saliendo del rehervidor.

Este intercambiador precalienta el glicol rico antes de entrar a la columna despojadora del rehervidor por cruce de intercambio con el "caliente" glicol pobre proveniente del rehervidor de glicol. El glicol rico es aproximadamente precalentado a 300°F antes que este sea alimentación a la columna despojadora. **Temperaturas por encima de 300°F podrían causar excesiva vaporización y alta velocidad de alimentación a la columna despojadora del rehervidor.**

Este intercambiador recupera energía del glicol y actúa para enfriar el glicol de 400°F a 234°F antes de ser alimentación a las bombas de circulación de glicol.



4.2.7 Despojador o Columna del rehervidor

La torre de regeneración se encarga de devolverle al glicol la capacidad de absorción; trabaja a la temperatura de burbujeo del glicol, a la presión de la torre que, por lo general, es atmosférica o muy cercana a dicha presión. En el caso del TEG, esta temperatura es igual a 400°F. La alimentación de TEG rico es localizado aprox. a la mitad de la Columna Despojadora. La adecuada altura por encima y debajo de la alimentación debería ser mantenida para proveer un buen contacto entre el vapor y el líquido.

Este Equipo es una columna empacada localizada en el tope del rehervidor. Su función es separar el vapor de agua del glicol, esta separación es generada por un reflujo reduciendo pérdidas de glicol en la corriente de tope. Este regenerador de glicol tiene un serpentín de reflujo interno normalmente proveído para enfriar los vapores. Un adecuado reflujo es proveído por pase de glicol (TEG) rico y frío proveniente de la contactora gas-glicol y la contactora de glicol-gas de regeneración a través del serpentín del condensador ubicado en el Despojador.

Para lograr una buena separación entre el vapor de agua y el glicol se requiere una temperatura que permita la condensación del glicol pero no del vapor de agua, y lograr así su separación completa. El vapor de agua es condensado por un aerofriador y enviado al Sistema de Tratamiento de Agua de producción para eliminar alguna emisión de hidrocarburo a la atmósfera.

Cuando el vapor se separa de la solución tiene una composición aproximada del 42% de TEG y 58% de agua. Cuando llega al tope de la torre, el vapor está formado prácticamente por agua con 99,5% de pureza.

No obstante, ello indica que, el agua que se retira del gas, arrastra consigo un 0,5% p/p de TEG.

El vapor, formado por glicol y agua, se va despojando del TEG a medida que asciende en la torre. El despojamiento es beneficiado por el serpentín colocado en el tope del regenerador, el cual facilita el reflujo. Las pérdidas de glicol aumentan a medida que sube la temperatura en el tope de la torre. Una válvula manual en la línea es equipada como bypass del serpentín de reflujo. Bajo condiciones normales esta válvula está cerrada y el flujo total pasa a través del serpentín de reflujo.

En operaciones con climas fríos, con temperatura ambiente muy bajas, esto podría producir también mucho reflujo y el rehervidor podría llegar a sobrecargarse. En este caso el rehervidor no será capaz de mantener la temperatura requerida. Con estas condiciones, por consiguiente, una porción o toda la solución de glicol rico podría by pasear el serpentín de reflujo. Esto es efectuado por apertura de la válvula manual hasta que el rehervidor pueda mantener la temperatura. Esto disminuye la cantidad de reflujo producido por el serpentín y reduce la carga en el rehervidor.

Si el condensador trabajara a temperaturas muy bajas por ejemplo de (150 - 160°F), el vapor de agua que sale por el tope se recondensa y vuelve al rehervidor - a través del empaque - llenando el rehervidor con exceso de líquido. La presión del rehervidor sube y el glicol es expulsado por el tope de la columna produciendo una lluvia.

Algunas veces una fuga puede producirse en el serpentín de reflujo del glicol frío en el tope de la Columna Despojadora. Cuando esto ocurre, el exceso de glicol puede inundar la torre empacada en la columna despojadora, desestabilizar la operación de destilación e incrementar las pérdidas de glicol. Por esta razón el serpentín de reflujo debería correctamente ser mantenido.

Una ruptura del empaque y pulverizado de esta puede causar espuma en la Columna Despojadora e incrementar las pérdidas de glicol. El empaque

puede usualmente ser roto por excesivo movimiento del lecho cuando los hidrocarburos vaporizan violentamente en el rehervidor. Un manipuleo descuidado cuando se instala el empaque puede causar pulverizado.

Como las partículas quebradas hacia abajo, la caída de presión a través del despojador se incrementa. Esto restringe el flujo de vapor y líquido y causa que el glicol sea filtrado fuera del tope del despojador.

Un ensuciamiento del empaque causado por depósitos de sedimentos de sales o restos de hidrocarburos, también podrían causar espuma en el Despojador e incrementar las pérdidas de glicol. Por consiguiente, el empaque debería ser limpiado o reemplazado cuando este sea obstruido o pulverizado.

Un gran arrastre de hidrocarburos líquidos dentro del sistema de glicol puede ser muy preocupante y peligroso. Los hidrocarburos podrían vaporizar violentamente en el rehervidor, inundar el Despojador e incrementar las pérdidas de glicol. Vapores de hidrocarburos pesados y/o líquidos podrían derramarse encima del rehervidor y crear un riesgo de fuego.

4.2.8 Reboiler o rehervidor de glicol

La función del rehervidor de glicol es calentar el TEG hasta la temperatura requerida (400°F) para regenerarlo. En algunos casos se puede inyectar Stripping gas (gas de despojamiento) en el fondo del rehervidor y burbujea a través del TEG caliente para ayudar a “despojar” el agua del TEG. En este caso el vapor de agua, stripping gas y algo de TEG vaporizado fluyen del rehervidor de glicol por el fondo de la columna despojadora - regeneradora de glicol, mientras el TEG rico fluye hacia abajo de la columna despojadora de TEG y dentro del rehervidor efectuando la destilación del agua de la corriente de TEG. Utilizando Stripping gas aproximadamente 2 scf/galón de TEG circulado podría alcanzarse concentraciones de TEG pobre de 99.5 wt% cuando se regenera a 400°F cerca de la presión atmosférica.

En la Planta de gas Malvinas, como en muchas plantas de gas se utiliza Hot oil como flujo caliente en el rehervidor.

En el rehervidor, a base de Hot oil, es necesario para lograr las elevadas temperaturas exigidas en el Regenerador para alcanzar las condiciones que aseguren eficiente separación entre TEG y agua.

En rehervidores a fuego directo el elemento de calentamiento normalmente tiene un tubo en forma de U, y contiene uno o más quemadores. Esto podría conservar el diseño para asegurar una larga vida del tubo y prevenir la descomposición del glicol por sobrecalentamiento.

El rehervidor en la Planta de Deshidratación del gas Natural con TEG, es uno de los equipos claves en el tratamiento del gas Natural. La rotura del rehervidor, los descensos de temperatura con respecto a la condición de funcionamiento normal, producen un TEG con alto contenido de agua y el gas se sale de especificaciones.

4.2.9 Separador de Tope de glicol (Glycol Ovhd Separator)

Este Equipo separa agua líquida y BETX de la corriente de gas del tope antes de ser venteada o enviada al quemador de campo. Los BTEX son hidrocarburos aromáticos que podrían estar presentes en pequeñas cantidades en el gas de alimentación a la planta y son bastante solubles en el TEG.

4.2.10 Bomba de Circulación de glicol

Provee de circulación de TEG pobre a las contactoras e impulsa la presión del TEG aproximadamente a 1300 psig.

4.2.11 Enfriador de glicol pobre

Enfría el TEG pobre a 110°F antes que el TEG ingrese a las contactoras.

4.2.12 Enfriador de glicol de Tope

Enfría la corriente de vapor de tope proveniente de la columna despojadora de regeneración; condensando el vapor de agua, BETX y otros VOC's de la corriente de gas.

4.2.13 Filtros

La filtración del TEG es requerido para eliminar problemas de operación. En la Planta de gas Malvinas, 3 filtros son instalados aguas abajo del Tanque flash, donde el mayor volumen de gases disueltos han sido liberados para maximizar la capacidad de los filtros. Dos filtros de partículas es usado para remover sólidos y un filtro de carbón para remover materiales disueltos. Uno de estos filtros de partículas está instalado aguas abajo del filtro de carbón activado como un filtro de resguardo para remover arrastres de partículas finas de carbón.

- **Filtro de Carbón Activado**

El filtro de Carbón Activado es instalado para remover impurezas disueltas, por ejemplo: hidrocarburos pesados, productos químicos de tratamiento, aceites de compresores y productos de la degradación de TEG.

El filtro de carbón activado al remover productos degradados del TEG mantiene el TEG puro y con alta calidad. Productos de la degradación del TEG pueden ser corrosivos y podría inducir a la aceleración de la corrosión de equipos sino es removido del Sistema.

- **Filtro de Partículas de glicol**

El TEG rico primero fluye a través de un filtro de partículas para remover sólidos. El contenido de sólidos en el TEG podría conservarse por debajo de 100 ppm para prevenir obstrucción en el intercambiador de calor, ensuciamiento en los empaques de la contactora de glicol-gas y de la Columna Despojadora del Reboiler, deposición en los tubos de calentamiento y espuma en el TEG. Ellos son generalmente diseñados para flujo máximos.

Filtra partículas y sólidos mayores que 25 micrones del TEG rico. Las partículas sino son removidas, podrían causar un reforzamiento de lodos en la contactora y otros equipos dando como resultados ensuciamiento y problemas de taponamientos.

CAPITULO V

EFFECTOS DE LAS VARIABLES DE OPERACIÓN EN EL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN

5.1 TEMPERATURA DEL GAS DE ENTRADA

A presión constante, el contenido de agua en el gas de entrada aumenta con el incremento de la temperatura.

Por ejemplo: a 1000 psig y 80 °F el gas contiene 34 lb/MMscf de agua, mientras que a 1000 psig y 120 °F, éste traería aproximadamente 104lb/MMscf. A mayores temperaturas, el glicol tendría que remover tanto como 3 veces más para tener el gas dentro de especificación (aprox. 7lb/MMscf).

Un incremento en la temperatura del gas puede conllevar a un incremento en el diámetro requerido de la Absorbedora (contactora). Asimismo, un incremento en la temperatura incrementa la velocidad actual del gas. Temperaturas del gas de entrada por encima de 120°F genera altas pérdidas de TEG.

La mínima temperatura del gas de entrada está normalmente encima de la Temperatura de formación de hidratos y siempre debería estar por encima de 50 °F. Temperaturas por debajo de 50 °F el glicol llega a ser demasiado viscoso reduciendo la afinidad entre el agua y el TEG, entonces, la eficiencia en del contacto disminuye. Por debajo de 70 °F el glicol puede formar una emulsión estable con hidrocarburos líquidos en el gas y causar espuma en la contactora.

Típicamente unidades que operan con TEG son diseñadas para operar con una temperatura de gas de entrada entre 80 °F y 110 °F. La Temperatura de gas de entrada como parámetro de diseño en la Planta de Procesamiento de gas Malvinas es de 110 °F.

5.2 PRESIÓN DEL GAS DE ENTRADA A LA CONTACTORA GAS-GLICOL

La presión tiene poco efecto en el Proceso de absorción con TEG; mientras que la presión permanezca por debajo de 3000 psig. A temperaturas constantes el contenido de agua en el gas de entrada decrece con el incremento de la presión. Por consiguiente, menor cantidad de agua debe ser removida si el gas es deshidratado a altas presiones. En el rango de operación normal, la presión en la Planta de glicol no es un factor crítico.

5.3 TEMPERATURA DE TEG POBRE

La temperatura del TEG pobre entrando a la Absorbedora (contactora) tiene un gran efecto sobre el descenso del punto de rocío y debe ser mantenida lo más bajo como sea posible para alcanzar la eficiencia en la operación. Sin embargo, este podría conservarse a no menos de 10 °F por encima de la temperatura del gas de salida.

Altas pérdidas de TEG ocurre cuando la temperatura de TEG pobre llega a calentarse demasiado. Esta debería conservarse ligeramente por encima de la temperatura del gas de entrada al Absorbedor (contactora) para prevenir la condensación de hidrocarburos en la contactora y, subsecuentemente, formación de espuma en el glicol.

La mayoría de diseños hablan de una temperatura de TEG pobre de 10 °F-15 °F más caliente que el gas saliendo de la contactora.

5.4 CONCENTRACIÓN DE TEG POBRE

El grado de deshidratación que puede ser alcanzado con el TEG principalmente depende de la cantidad de agua removida en el rehervidor. Mientras más pobre sea el TEG yendo a la contactora glicol-gas, mayor será la eficiencia en la deshidratación.

La concentración agua - gas seco puede expresarse en términos de la masa de agua por unidad de volumen de gas o como una temperatura de punto de rocío a la presión y temperatura efectiva de absorción. Esto último puede estimarse desde la temperatura de gas de entrada, porque la masa de gas es mucho mayor que la masa de glicol y controla la temperatura del

absorbente. El cambio de temperatura en el absorbente rara vez excede 2°C, lo cual produce menos error que cualquier inexactitud en la predicción de temperatura de gas de entrada.

Las Figuras 22-a y 22-b son una representación del contenido de agua de salida en equilibrio versus concentración de TEG pobre y temperatura de gas de entrada (temperatura de contacto efectiva). Conociendo la temperatura de contacto y la temperatura de punto de rocío de salida deseada, uno puede determinar la concentración de glicol pobre necesitada. Esta es la concentración mínima requerida sin tener en cuenta el número de contactos ó caudal.

Observe que esta figura dice punto de rocío de equilibrio. Esto solo puede lograrse si el glicol y el gas alcanzan el equilibrio en la bandeja superior (o contacto). Esto no puede cumplirse porque el tiempo de contacto es insuficiente para hacerlo. La temperatura actual de punto de rocío de salida será 5.5-8.3°C (10-15°F) más alta que el valor de equilibrio. La aproximación exacta de equilibrio dependerá del diseño de la contactora, diámetro, caudal y otros factores asociados que afectan el tiempo de contacto gas-líquido.

Esto es simple de corregir. Se quita la aproximación de la temperatura actual de punto de rocío deseada para encontrar el valor de equilibrio equivalente, el cual se usa luego como un valor ordenado en las Figura 22-a y 22-b.

Por ejemplo: El contenido de agua en un gas deshidratado debe ser de 4 Lb/MMscf a una presión de 1300 psia. La temperatura de entrada del gas es 100°F. Qué concentración mínima de glicol pobre se requiere?

Para 4 Lb/MMscf y (1300 psia), el punto de rocío equivalente es 22 °F. Si usamos una aproximación de 14°F el punto de rocío de equilibrio es 8 °F. De la Figura (22-a), a 8 °F y 100°F de temperatura de contacto, **% en peso TEG = 98.5%.**

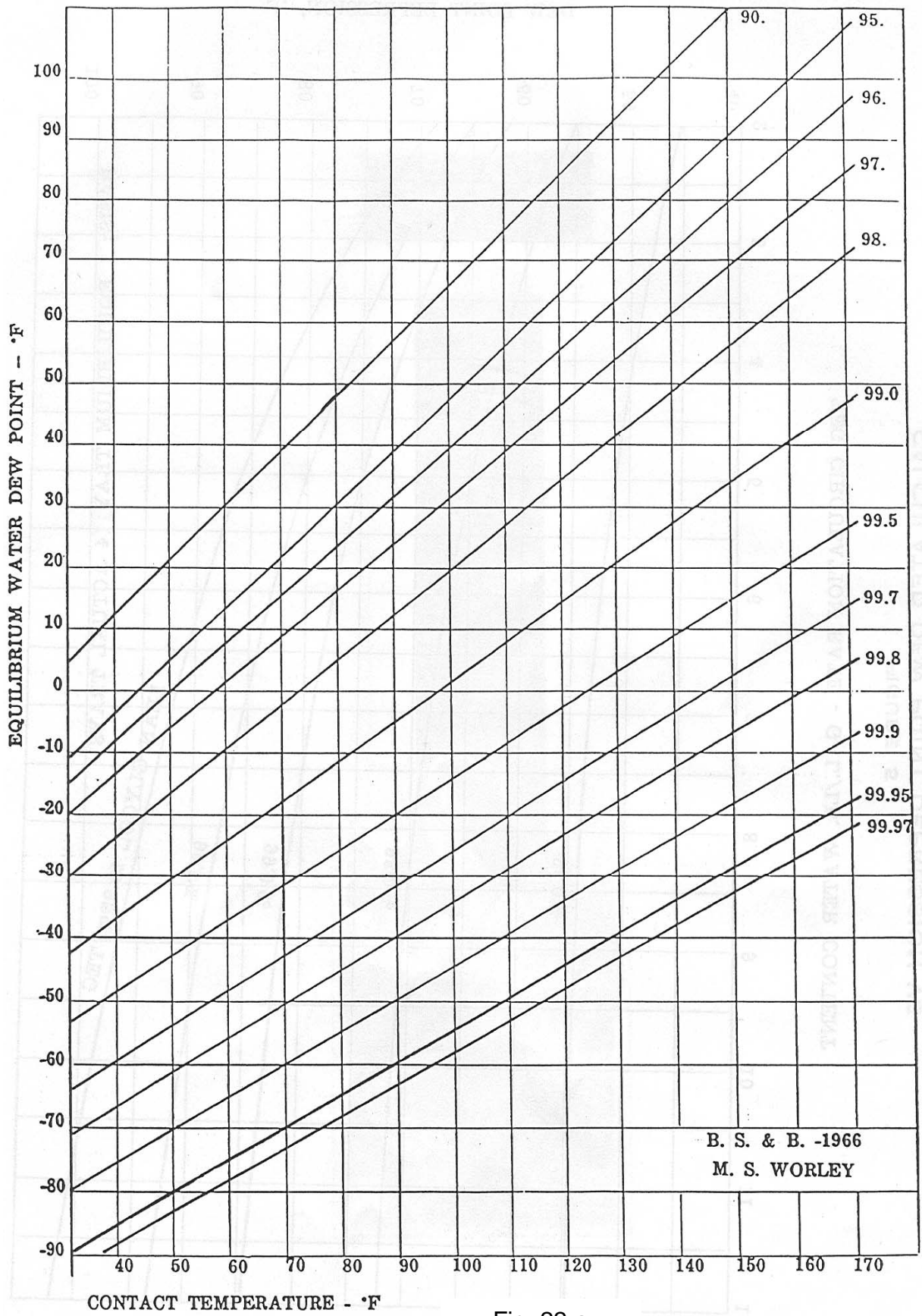


Fig. 22-a

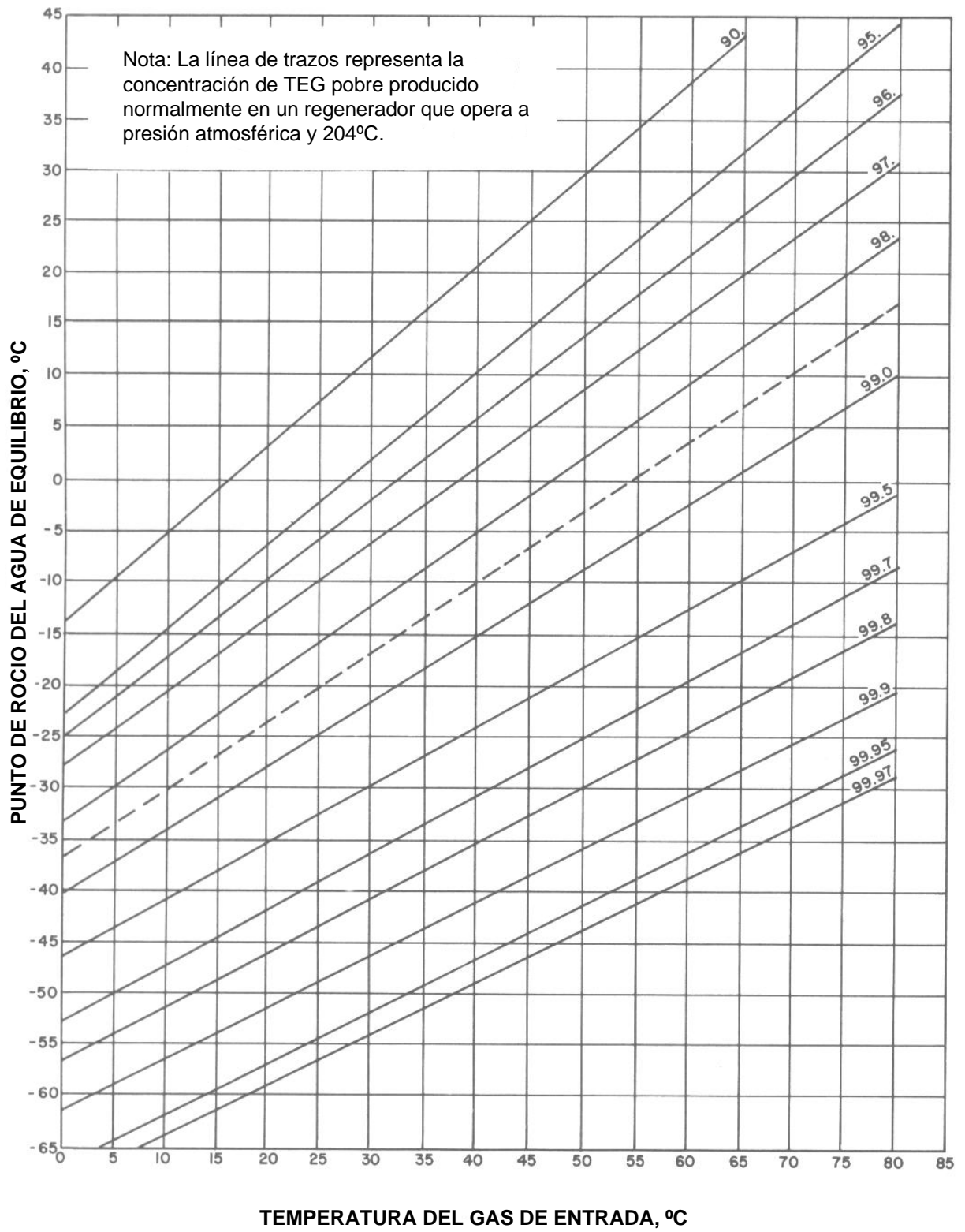


Fig. 22-b

La concentración de TEG es determinado por la temperatura del rehervidor, el flujo de Stripping gas si se inyecta y la presión en el rehervidor. Concentraciones de TEG entre 98.0% y 99.0% son comunes para la mayoría de unidades deshidratadoras de campo.

5.5 FLUJO DE CIRCULACIÓN DE TEG

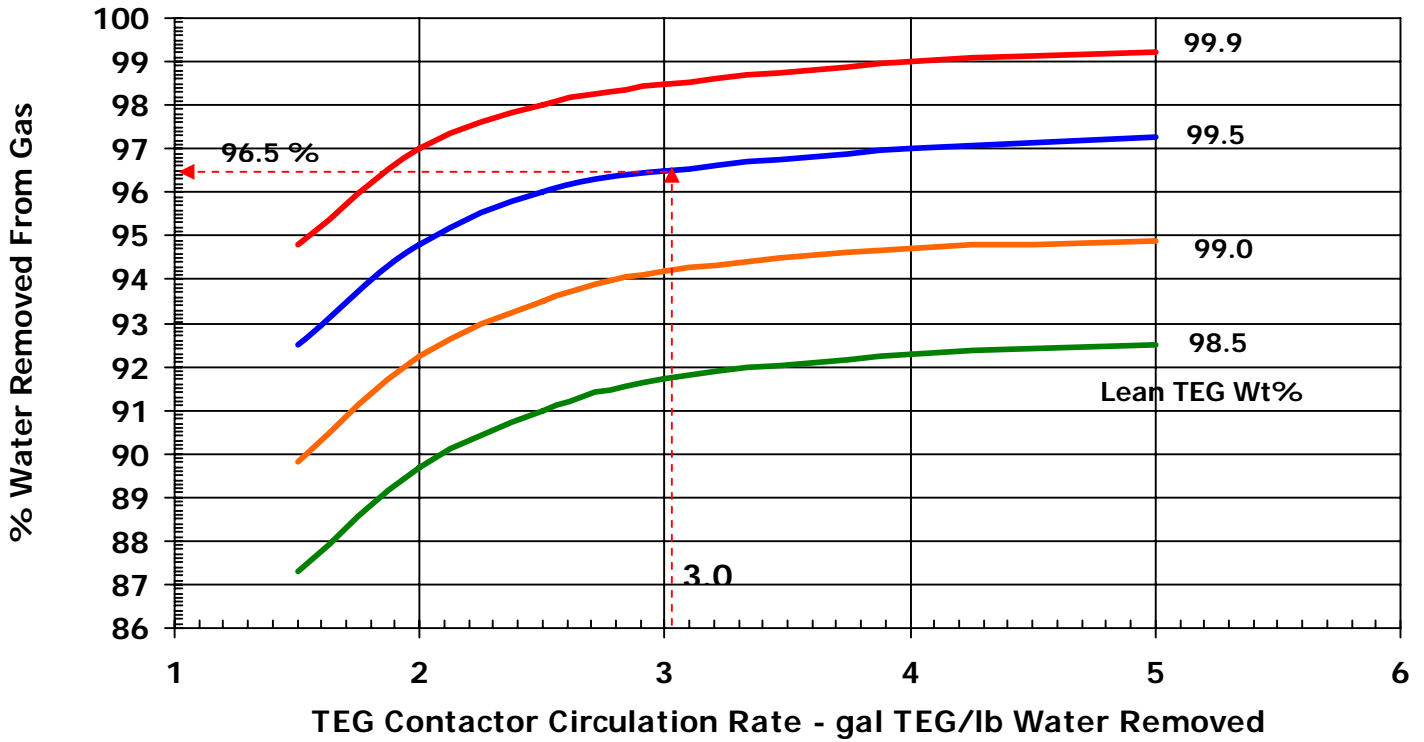
Cuando el diseño en el Absorbedor y la concentración del TEG pobre son alcanzados, el descenso del punto de rocío del gas saturado es una función del flujo de circulación de TEG. A mayor TEG que llega a estar en contacto con el gas, mayor es la cantidad de vapor de agua despojada del gas. Considerando que la concentración del TEG principalmente afecta el punto de rocío del gas seco, el flujo de circulación de TEG controla la cantidad de agua que puede ser removida.

El mínimo flujo de circulación de TEG para asegurar un buen contacto gas-glicol es aproximadamente 2 galones de TEG por Libra de agua removida. 7 galones de TEG por libra de agua removida es el máximo flujo. La mayoría de Plantas de Deshidratación con TEG son diseñadas para circular 3 galones de TEG por libra de agua removida.

Un excesivo flujo de circulación de TEG podría sobrecargar el rehervidor o prevenir una buena regeneración del TEG. El calor requerido por el rehervidor es directamente proporcional al flujo de circulación de TEG. Por consiguiente, un incremento en el flujo de circulación de TEG puede disminuir la temperatura del rehervidor e instantáneamente disminuir la cantidad de agua que es removida del gas por el TEG. Sólo si la temperatura del rehervidor permanece constante podría incrementarse el flujo de circulación de TEG disminuyendo el punto de rocío del gas.

Fig. 23

Flujo de Circulación de TEG vs. % Agua removida a Varias Concentraciones de TEG



GPSA Engineering Data Book. 1998

5.6 TEMPERATURA DE TEG EN EL REBOILER

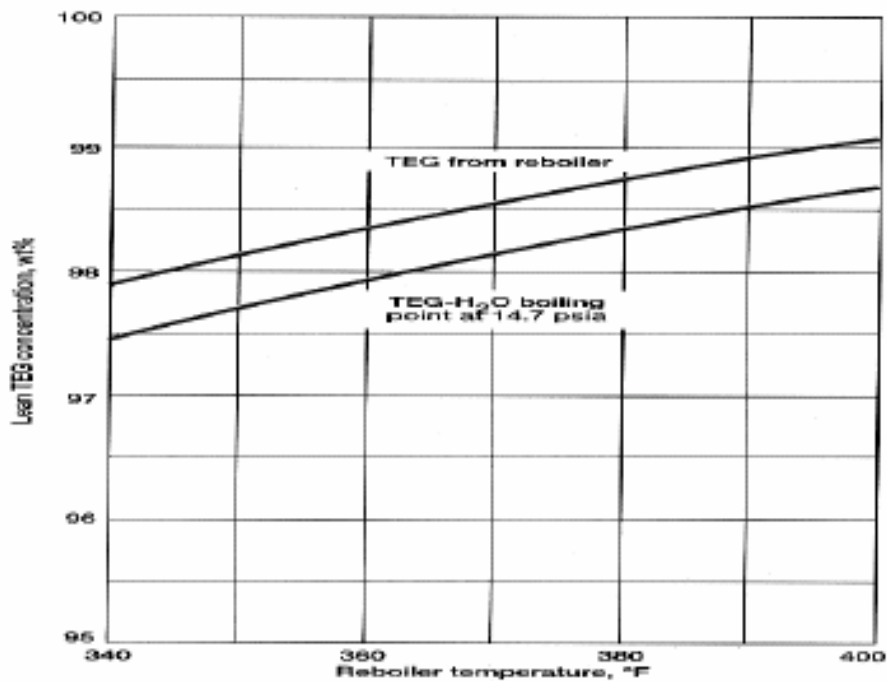
La temperatura en el rehervidor controla la concentración del agua en el TEG pobre. La mayor temperatura alcanzada para la mayor concentración de TEG se muestra en la Fig. 24

La temperatura del rehervidor para el TEG está limitada hasta 400°F, la que limita la máxima concentración de TEG pobre, sin el uso del stripping gas, alrededor de 98.8%. Esta es una buena práctica para limitar la temperatura en el rehervidor entre 375°F y 400°F para minimizar la degradación del glicol. Esto, efectivamente, limita la concentración del glicol pobre entre 98.2 y 98.5%.

Cuando mayores concentraciones de TEG sean requeridas el uso de stripping gas o gas despojador puede ser adicionado al rehervidor.

Fig. 24

Effect of Reboiler Temperature on Lean TEG Concentration



5.7 PRESIÓN DEL REBOILER

Presiones por encima de la atmosférica en el rehervidor puede significativamente reducir la concentración del TEG pobre y la eficiencia de la deshidratación.

A presiones por debajo de la atmosférica la temperatura de ebullición de la mezcla TEG rico / agua decrece, y una mayor concentración del TEG pobre es posible a la misma temperatura del rehervidor.

5.8 STRIPPING GAS

Este es un ítem adicional usado para alcanzar las más altas concentraciones de TEG cuando éste no ha podido ser obtenido con la regeneración normal. Esto puede proveer el máximo descenso del punto de rocío y mayor deshidratación.

El stripping gas es usado para remover agua residual del TEG después que ha sido reconcentrado en los equipos de regeneración. Este es usado para proveer un íntimo contacto entre el gas caliente y el TEG pobre después que la mayoría de agua ha sido removida por destilación. Concentraciones de TEG pobre en el rango de 99.5-99.9% y descensos del punto de rocío hasta 140 °F pueden ser alcanzados.

Las condiciones de puesta en marcha de la Planta de Procesamiento de gas Malvinas son sin adición de Stripping gas.

En caso de utilizarse Stripping gas este será inyectado en el rehervidor debajo de los tubos de fuego. Como el glicol fluye a través del rehervidor, el gas es inyectado dentro de este recipiente y es calentado por el TEG. El Stripping gas se pondría en contacto con el TEG en el rehervidor y remueve algo de agua adicional.

El Stripping gas para la inyección es normalmente tomado de la línea de gas combustible del rehervidor. La inyección del stripping gas es controlado por una válvula manual con un medidor de presión para indicar el flujo de gas a través del orificio.

El flujo del Stripping gas puede variar de acuerdo a la concentración de TEG pobre deseada y el método de contacto gas-glicol. La cantidad de Stripping gas usualmente es de 2 a 10 st ft³/galón de glicol circulado. El flujo del Stripping

gas no debería llegar a ser lo suficientemente alto para inundar el despojador y perder el TEG. Cuando el Stripping gas es usado, es necesario proveer mayor reflujo en el despojador para prevenir excesivas pérdidas de TEG.

5.9 TEMPERATURA EN LA COLUMNA DESPOJADORA (STRIPPING STILL TEMPERATURE)

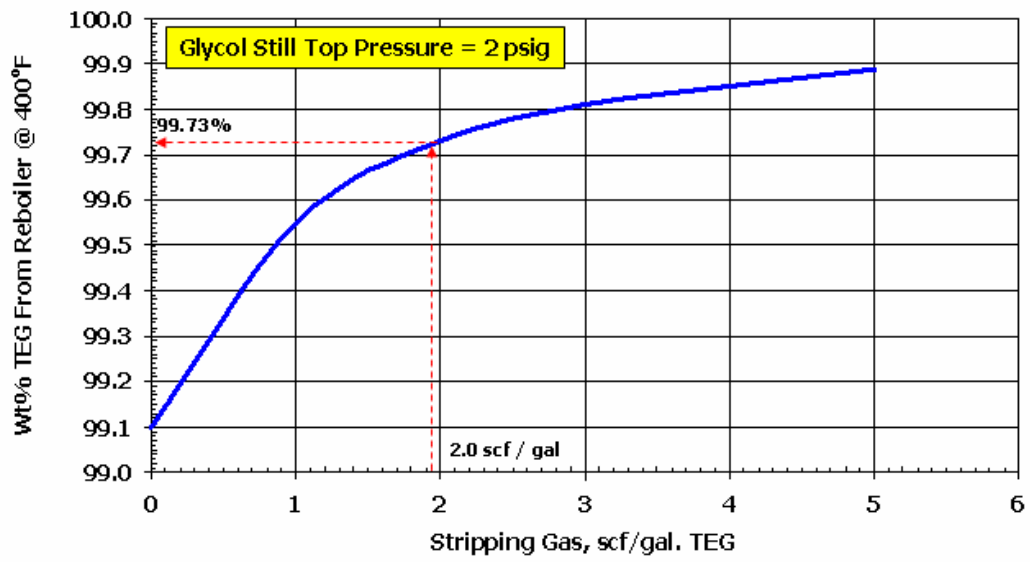
Una mayor temperatura en el tope de la columna despojadora puede incrementar las pérdidas de TEG debido al exceso de vaporización. La temperatura de ebullición del agua es 212°F y el punto de ebullición del TEG es 546°F.

Cuando el vapor se separa de la solución tiene una composición aproximada del 42% de TEG y 58% de agua. Cuando llega al tope de la torre, el vapor está formado prácticamente por agua con 99,5% de pureza. No obstante, ello indica que, el agua que se retira del gas, arrastra consigo un 0,5% porcentaje en peso de TEG.

El vapor, formado por glicol y agua, se va despojando del TEG a medida que asciende en la torre. El despojamiento es beneficiado por el serpentín colocado en el tope del regenerador, el cual facilita el reflujo.

Fig. 25

Regeneración del glicol



GPSA Engineering Data Book, 1998

Las pérdidas de glicol aumentan a medida que sube la temperatura en el tope de la torre. Para que la planta trabaje es necesario que tenga una temperatura de tope mayor de 212°F (a presión atmosférica). Es común que la operación se realice con temperaturas de 215°-218°F ⁽¹⁾. Con estas cifras se pueden esperar pérdidas de TEG en el orden del 0,5% por peso con respecto a la cantidad de agua que ha sido retirada del gas.

Cuando la temperatura del tope aumenta, se incrementan también las pérdidas de TEG. Otras Bibliografías recomiendan una temperatura en el Tope de la columna despojadora de 225°F ⁽²⁾, cuando la temperatura excede los 250°F las pérdidas de TEG por vaporización llegan a ser sustanciales.

Si la temperatura en el tope de la columna despojadora llega a ser demasiado baja, también mucho agua puede condensar e incrementar la carga de calor al rehervidor. También mucha circulación de TEG frío por el serpentín de reflujo puede algunas veces bajar la temperatura del despojador por debajo de 220°F⁽³⁾.

Cuando Stripping gas es usado, esta temperatura debería ser controlada hasta 190°F⁽⁴⁾ dependiendo de la cantidad de Stripping gas. Esto es porque el Stripping gas podría causar arrastre adicional de TEG.

(1) *Marcías Martínez - Ingeniería del gas. Principios y Aplicaciones, Pág. 301.*

(2) *K Arnold and M. Stewart - Desing of gas-Handling Systems and Facilities.*

(3) *K Arnold and M. Stewart - Desing of gas-Handling Systems and Facilities.*

(4) *Jorge H. Foglietta - ABB Lumus Global Randal Division: Dehydration of Natural gas with TEG.*

CAPITULO VI

PRINCIPALES PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN EL TRIETILEN GLICOL (TEG)

Generalmente en el funcionamiento de unidades Deshidratadoras por absorción que utilizan glicol, se manifiestan problemas de operación y mantenimiento cuando la solución del glicol, en nuestro caso TEG, se altera. Es necesario, entonces, conocer estos problemas y solucionarlos para así, aumentar la vida útil del glicol. A continuación se detallan algunos de estos problemas.

6.1 OXIDACIÓN / CORROSIÓN

Los glicoles se oxidan muy fácilmente en presencia de oxígeno y forman ácidos orgánicos corrosivos. Para prevenir la oxidación, los recipientes abiertos al proceso deben tener una purga de gas para mantener el aire fuera del Sistema. Existen en el mercado inhibidores de corrosión y de oxidación que pueden utilizarse y métodos de control adecuados.

La corrosión en las Unidades de TEG puede controlarse del todo fácilmente por un chequeo del pH de la solución de TEG y mantener el pH en el rango de 6-8.5. El uso de Nacap (Sodium mercaptolbenothiazol) a aproximadamente 0.5% en peso o monoetanolamina, MEA podrían ser usados para proveer una adecuada protección. En caso que la corrosión este ocurriendo en el espacio de la columna despojadora de vapor, el uso de MEA en una proporción de ¼ de libra/100 galones de solución de TEG podría dar protección.

La corrosión en el sistema de TEG puede ser causado por la formación de ácidos durante la degradación del TEG. Esto es particularmente debido a que pequeñas cantidades de oxígeno están presentes. Pequeñas cantidades de gases ácidos tal como CO₂ o sulfuro de hidrógeno pueden contribuir a la corrosión en el circuito de TEG. Mono, di, o trietanolamina

puede utilizarse para proveer una adecuada protección contra la corrosión en este caso.

Los parámetros para el control de la corrosividad son el contenido de hierro y análisis de cloruros; estos serán comentados más adelante.

6.2 DESCOMPOSICIÓN TÉRMICA

Un exceso de calor, puede ser resultado de una de las siguientes condiciones, que podrían descomponer el TEG y formar productos corrosivos.

- Altas temperaturas en el rehervidor por encima de la descomposición del TEG.
- Una alta velocidad del flujo de calor
- Sobrecalentamiento localizados, causado por depósitos de sales o depósitos alquitranosos, en los tubos de fuego del rehervidor o por una deficiente dirección de la llama sobre los tubos de fuego.

Esto es manifestado por un olor a quemado dulce del TEG, bajos valores de pH y color negro de la solución de TEG. Carbón activado generalmente no es suficiente en la limpieza completa de la degradación térmica del TEG, pero podría dar un color amarillo turbio al efluente.

En general, los productos de la degradación son solubles en agua y podrían no afectar seriamente el funcionamiento de la Unidad de glicol; sin embargo, el control final del pH debe ser mantenido en un sistema que regularmente produce contaminantes por la degradación térmica del TEG.

6.3 CONTROL DEL pH

Generalmente el pH es una medida de la acidez o alcalinidad de un fluido, usando una escala de 0 a 14. Valores de pH de 0 a 7 indican que el fluido es ácido o corrosivo. Valores de pH de 7 a 14 indican que el fluido es alcalino. Los valores de pH en soluciones de TEG pueden ser determinados con papel Litmus o un equipo de prueba de pH. Las muestras de TEG deben ser diluídas 50-50 con agua destilada antes de que el pH sea medido y obtener una lectura verdadera. El medidor de pH debe ser calibrado periódicamente para asegurar que la medida sea correcta. El pH del agua

destilada debe también ser chequeado para ver que este tenga un pH neutral de 7. Agua destilada contaminada puede alterar los valores de pH.

Un TEG nuevo tiene aproximadamente un pH neutral de 7. Sin embargo, como el TEG es usado, el pH podría siempre ir bajando y llegar a ser ácido y corrosivo a menos que la solución sea neutralizada.

El flujo de corrosión de los equipos se incrementa rápidamente con la disminución del pH de la solución de glicol. Ácidos resultantes de la oxidación del TEG, productos de la descomposición térmica o gases ácidos cogidos de la corriente de gas son los mayores contaminantes corrosivos. A bajos pH se acelera la descomposición del TEG. Idealmente, el pH del TEG debe mantenerse a niveles de 7 a 7.5. Un pH por encima de 8.0 a 8.5 tiende a formar espuma y emulsión en el TEG.

6.4 CONTAMINACIÓN POR SALES

Depósitos de sales aceleran la corrosión de los equipos, reducen la transferencia de calor en los tubos del rehervidor y alteran las lecturas de la gravedad específica cuando un hidrómetro es usado para determinar las concentraciones de Agua-glicol. Estos contaminantes no pueden ser eliminados con la regeneración normal. El arrastre de sales, en golpes o fina niebla puede ser prevenido con el buen funcionamiento del Scrubber de gas de entrada aguas arriba del sistema de glicol.

Sin embargo, es casi imposible que el diseño de un Scrubber de gas de entrada pueda prevenir completamente la entrada de sal dentro de la solución de TEG.

Las sales pueden contribuir a los depósitos sobre los tubos de fuego del rehervidor, particularmente si cloruro de sodio (NaCl) está presente. El cloruro de sodio es inversamente soluble en soluciones acuosas de glicol caliente, mientras que el Cloruro de Calcio es directamente soluble.

La presencia de sales en la solución de TEG es muchas veces indirectamente relacionado con formación de espuma y corrosión. Ocasionalmente una formación de espuma es observada cuando la concentración de sales es incrementada en la solución de TEG. Esta espuma se forma generalmente debido a los componentes de tratamiento de los pozos, conteniendo surfactantes y no solamente sales.

En experimentos de control de Laboratorio una solución de TEG limpio y una solución de TEG con cloruro de sodio o cloruro de calcio no producen una condición de espuma mayor que la del control. Asimismo, sales adheridas a la solución de TEG no contribuyen en sí a un incremento en la corrosión. Sin embargo, pequeñas cantidades de oxígeno podría acelerar extraordinariamente la corrosión en presencia de sales. La deposición de sales sobre los tubos de fuego puede resultar en corrosión en el borde de la deposición. Esto es debido más a la diferencia de potencial entre el metal circundante y las sales depositadas que esta la acción de sales.

6.5 PRESENCIA DE HIDROCARBUROS

Los hidrocarburos líquidos, como resultado del arrastre con el gas de entrada o condensación en el absorbedor, incrementa la espuma la degradación y pérdidas en el TEG.

La contaminación de la solución de TEG por hidrocarburos, componentes de tratamiento de los pozos, polvo, suciedad y óxidos de hierro es indeseable pero no siempre son compuestos o materiales perjudiciales.

El mayor efecto de un contaminante, como los hidrocarburos, es el revestimiento de la superficie de contacto que produce menor eficiencia en el contacto entre el gas y el TEG; esto puede ser reflejado en un ligero aumento del punto de rocío que el obtenido bajo condiciones normales. Aunque los hidrocarburos pueden normalmente ser regenerados con el vapor de agua en la columna despojadora, restos de hidrocarburos pueden acumularse en la solución. Algunos de estos podrían gradualmente quemarse y depositarse en los tubos de fuego. La producción de un campo de gas con una cantidad regular de estos hidrocarburos pesados que pasan por encima del Scrubber de gas de entrada puede presentar un serio problema en el rehervidor. Coque de hidrocarburos sobre los tubos de fuego podrían causar zonas calientes, pérdidas en la eficiencia de la transferencia de calor y resultar en un incendio de los tubos de fuego.

El trietilen glicol podría no exhibir un alto grado de espuma si este se conserva libre de materiales tipo surfactante. Estos materiales pueden introducirse a través de aceites del compresor, lubricantes e inhibidores de corrosión usados en la formación o en el sistema de recolección de gas.

La absorción de una apreciable cantidad de gas natural en la solución de TEG podría resultar en la manifestación de las condiciones de espuma en el rehervidor de TEG y la columna despojadora de glicol. Esto normalmente ocurre cuando el TEG es operado a temperaturas de contacto menores de 80 °F donde mayores cantidades, que lo normal, de gas natural son absorbidos y la viscosidad del TEG es aumentada por encima de los 30 cps. Las bajas temperaturas del TEG pobre entrando por el tope de la contactora de gas-glicol pueden contribuir al problema. Los hidrocarburos del gas podrían condensar en el TEG si la temperatura no es mantenida 10-15°F por encima de la temperatura del gas. Elevando la temperatura del TEG pobre e incrementando la circulación de TEG al máximo permitido por la capacidad de la bomba, podría solucionar el problema.

6.6 LODOS O BARROS

Con frecuencia se forman en las soluciones de TEG, una acumulación de partículas sólidas, hidrocarburos alquitranosos denominados lodos.

Este lodo se encuentra suspendido en el TEG circulante y después de un cierto tiempo, la acumulación se hace lo suficientemente grande y densa como para sedimentar. Esta acción se traduce en la formación de una goma negra y pegajosa además de abrasiva, que puede causar erosión / corrosión en los accesorios de la unidad, válvulas, bombas y demás equipos asociados.

6.7 ESPUMA

La formación de espuma aumenta las pérdidas de TEG y reduce, por lo tanto, la capacidad de la Planta en deshidratación. El TEG ingresa a la torre y forma espuma y es arrastrada por la corriente de gas. La espuma reduce también el contacto entre el gas y el TEG disminuyendo de esta forma la eficiencia del secado. Algunas de las causas de la formación de espuma son:

- a) Presencia de hidrocarburos líquidos
- b) Presencia de Inhibidores de corrosión del yacimiento
- c) Sólidos suspendidos finamente divididos

Una turbulencia excesiva y alta velocidad de contacto líquido-vapor causa la formación de espuma en el TEG. Estas condiciones pueden ser provocadas por dificultades mecánicas o químicas. La mejor forma de evitar los problemas de espuma es el estricto cuidado de la solución de TEG.

Una de las medidas más importantes es la limpieza del gas antes de entrar a la Planta de deshidratación.

El uso de antiespumígenos no resuelve el problema básico. Es solamente un paliativo temporal, hasta que puedan determinarse las causas que generan la formación de espuma y así poder eliminarlas. El éxito de un antiespuma depende generalmente de cómo y cuándo es agregado. Algunos antiespumas cuando se añaden después de la regeneración, actúan como estabilizadores de la misma, lo cual empeora el problema. Para obtener mejores resultados, deben ser añadidos a regímenes de inyección muy bajos, digamos “gota a gota”. El uso de bombas dosificadoras de alimentación del antiespuma ayudará en esta tarea, a medir exactamente la cantidad y ofrecerá una mejor dispersión de ella en la solución de TEG.

Si la espuma no es realmente un serio problema, el antiespumígeno puede agregarse en cantidades de 85 a 110 gr, por vez, cuando sea necesario. El exceso de aditivo es perjudicial a punto de no producir efecto.

Una buena costumbre es no utilizar nunca antiespumas sin haberlos probado previamente en laboratorio simulando las condiciones operativas de la deshidratadora, en corridas de prueba en la Planta o, en el peor de los casos, en forma estática.

Las muestras deben tomarse siempre en las instalaciones, en el punto donde se observa la mayor producción de espuma.

¿Cómo podemos analizar el comportamiento de un antiespuma? Procedemos de la siguiente manera: 1. Colocar una cantidad medida de una muestra de TEG en un recipiente limpio. 2. Añadir aproximadamente unas 5 ppm de antiespuma, tapar y agitar fuertemente el recipiente, observando la forma y vigor de la agitación por si la prueba debe ser repetida. 3. Hacer una apreciación visual de la cantidad de espuma y estudiar: a. tipo de espuma, cantidad y consistencia; b. tiempo necesario para que la espuma llegue a una altura máxima y c. registrar esa altura y

tiempo necesario para que la capa de espuma se rompa y quede al nivel original del líquido.

Continuar agregando antiespuma, en pequeños incrementos, para ver si la espuma puede ser controlado. Si después que se ha añadido alrededor de 200 o 300 ppm de antiespumígeno, la espuma generalmente se hace incontrolable, en este caso ese antiespuma debe ser descartado y recomenzar el ensayo con otro aditivo.

Cuando ya se ha elegido el antiespuma adecuado, por su mayor efectividad, inyectar lentamente al sistema la dosis elegida, en el punto de la Planta donde se produce la mayor cantidad de espuma.

CAPITULO VII

ANÁLISIS Y CONTROL DEL TRIETILEN GLICOL (TEG)

7.1 INTRODUCCIÓN

Como se indicó en capítulos anteriores, el trietilen glicol (TEG) la mayoría de veces frecuentemente es usado para la deshidratación del gas natural. El glicol seco absorbe el agua del gas natural al entrar en contacto en el absorbedor. El glicol húmedo es regenerado a 204°C (400°F). Mientras el glicol esta en servicio este podría degradarse lentamente y tornarse de color negro. El pH podría incrementarse. Cloruros pueden depositarse en el glicol los cuales pueden causar problemas de corrosión.

Varios métodos analíticos pueden ser encontrados en la literatura para el control de la calidad del trietilen glicol; sin embargo, la mayoría de los procedimientos analíticos fueron publicados hace veinte años. Los métodos de laboratorio son con frecuencia caros y consideraciones cautelosas tienen que ser realizadas tales como cuales análisis deberían llevarse a cabo frecuentemente y cuales análisis solo deberían realizarse cuando un problema ha ocurrido.

En este capítulo un resumen de los principales análisis es desarrollado para verificar la calidad del TEG con equipos y procedimientos sencillos que pueden ser realizados en campo y otros mas sofisticados realizados necesariamente con el uso de análisis de laboratorio.

Para análisis en campo, tales como color, pH y una estimación de la tendencia de espuma pueden identificar preliminarmente los posibles problemas. Si un problema es identificado, la cromatografía gaseosa, espectroscopia por absorción atómica, titulación para análisis de cloruros, concentración de hidrocarburos, pruebas estandarizadas para análisis de características de espuma y titulación Karl Fischer son métodos posibles a ser utilizados para encontrar la causa de los problemas.

Solo cuatro características del TEG son concernientes a la deshidratación del gas natural:

- Higroscopicidad
- Estabilidad a la Espuma
- Corrosividad
- Concentración de TEG.

Para chequear estos parámetros es suficiente llevar a cabo algunos procedimientos analíticos encontrados en la literatura. Sin embargo, métodos no tan simples podrían llegar a ser necesarios solo si una de estas características de TEG falla para encontrar las expectativas. Los valores dados por los parámetros pueden ser solamente usados como una norma. En la mayoría de casos, no es necesario reemplazar o purificar el TEG si el punto de rocío es encontrado dentro de especificación y las pérdidas de TEG no son excesivas.

7.1.1 Color

Aparentemente el color es un poco insignificante, este parámetro puede proveer información suficiente acerca del glicol. El TEG podría estar claro; esto puede ser incoloro, amarillo o marrón. Un TEG negro y turbio puede conducir a problemas. Degradación térmica del TEG puede conducir a formación de espuma y daños de corrosión. Si una segunda capa esta presente en el tope del TEG, entonces el contenido de hidrocarburos en el TEG es demasiado elevado. Esto puede conducir a formación de espuma estable. Hidrocarburos pesados pueden enriquecerse en el TEG de una u otra alimentación de gas natural, o a través de escapes de aceites de maquina contaminando el TEG. Un análisis de cromatografía gaseosa (CG) de la fase hidrocarburo podría realizarse identificando las causas del problema.

7.1.2 Porcentaje en peso de TEG

Esto establece la cantidad de TEG en la solución. El porcentaje de TEG pobre debe ser aproximadamente 98-99.5% en peso. El contenido de TEG rico puede variar de 93-97%. Si el rango entre el contenido de TEG pobre y el TEG rico es demasiado estrecho (aproximadamente 0.5 a 1.5%), esto normalmente significa que el régimen de circulación del TEG es demasiado rápido y debería disminuirse para evitar problemas. Si el rango es demasiado ancho (4 a 5%) esto normalmente significa que el flujo de circulación del TEG es demasiado lento y debería incrementarse para evitar problemas.

7.1.3 Tipos y Cantidades de TEG (Análisis Cromatográfico)

Cuando el TEG es degradado térmicamente, ácidos carboxílicos, peróxidos, aldehídos y glicoles menores tales como el MEG y el DEG se obtienen como productos de reacción.

Si el TEG es usado, la cantidad de otros glicoles tal como Monoetilen glicol y Dietilen glicol (MEG y DEG respectivamente) debería ser pequeña. En este caso, si los otros porcentajes de glicoles (además del Trietilen glicol) comienzan a incrementarse, esto normalmente significa que el TEG en el sistema se está degradando y descomponiendo.

7.1.4 Contenido de Agua

Esto determina la cantidad de agua presente en la muestra. El contenido de agua en la muestra de TEG pobre debería preferentemente ser menor que 1.5%. Si el contenido de agua es mucho mayor que el 1.5% , esto significa que la temperatura del rehervidor es demasiado baja o algún otro problema ha ocurrido. El contenido de agua en la muestra de TEG rico normalmente no excede de 3 a 7%.

7.1.5 Contenido de Hidrocarburos

Esto muestra cuánto aceite, parafinas o condensados de hidrocarburos están en el TEG. El contenido de hidrocarburos en el TEG rico podría algunas veces ser mayor desde que algo de hidrocarburos no están expuestos a las altas temperaturas del rehervidor y que sean hervidas hasta consumirse.

7.1.6 Contenido de Sales

Esto muestra cuanta sal o cloruros están presentes en el TEG. La solubilidad de las sales en las soluciones de glicol disminuye con un incremento de la temperatura y, por consiguiente, podría acumularse en los tubos de calentamiento del rehervidor y disminuir la eficiencia de la transferencia de calor. Cuando el contenido de sales en el TEG alcanza los 200 a 300 ppm, podría empezar depositándose sobre los tubos de calentamiento. Los límites de solubilidad de las sales en el TEG son aproximadamente, cuando el contenido de sales alcanza los 600 a 700 ppm. Por encima de este nivel, el régimen de deposición podría acelerarse prontamente; los tubos de calentamiento deberían ser inspeccionados antes de que fallen.

Análisis de cloruros pueden ser realizados por titulación con una determinación de punto final potenciométrica. Después de acidificar la muestra con ácido nítrico, usando solución de nitrato de plata 0.1 o 0.01 M. La máxima concentración de cloruros es ligeramente dependiente del acero usado en el sistema. Desde que acero inoxidable esta propenso a la corrosión una máxima concentración de 100 ppm de cloruros es tolerable. Cuando una concentración de 200 ppm es alcanzada el glicol podría ser reemplazado. Desde que el cloruro podría causar daños de picaduras del acero al carbono, una concentración de hasta 300 ppm puede ser tolerable.

7.1.7 PH

Este parámetro es una medida de la corrosividad de TEG.

Cuando los glicoles se degradan térmicamente, ácidos carboxílicos son producidos, los cuales llevan a disminuir el pH. Mezclas de glicol puro / agua también son ligeramente ácidas. Bajos valores de pH podrían llegar a engrandecer la corrosión y degradar el TEG rápidamente. En la mayoría de unidades de deshidratación, aminas tal como trietanolamina (TEA) o metildietanolamina (MDEA), las cuales son algunas veces usadas en endulzamiento de gas natural, son inyectadas para incrementar el pH. El pH es medido la mayoría de veces en una muestra diluida 1:1 con agua desionizada usando un equipo de medición de pH (Prober). No más de cuatro muestras de TEG pueden ser medidas consecutivamente usando la misma probeta de pH. Después de cinco o mas muestras, el tiempo requerido hasta la medida del pH sea estable podría incrementarse por varias horas, resultando en posibles errores de hasta una unidad de pH.

7.1.8 Contenido de Hierro

Esto nos brinda una indicación de la cantidad de corrosión presente en el sistema de TEG. Cinco ppm de hierro es normalmente el máximo contenido para un glicol no corrosivo en el sistema. Un contenido de hierro de 10 a 15 ppm podría indicar algo de productos corrosivos presentes en el TEG. Productos de corrosión tal como sulfuro de hierro, podrían ingresar al sistema con el gas de entrada o podrían formarse en la Planta misma. El contenido de hierro normalmente no debería exceder los 100 ppm.

Para su análisis, 25 ml de TEG son diluidos con 25 ml de 37% de ácido clorhídrico y calentados hasta el punto de ebullición.

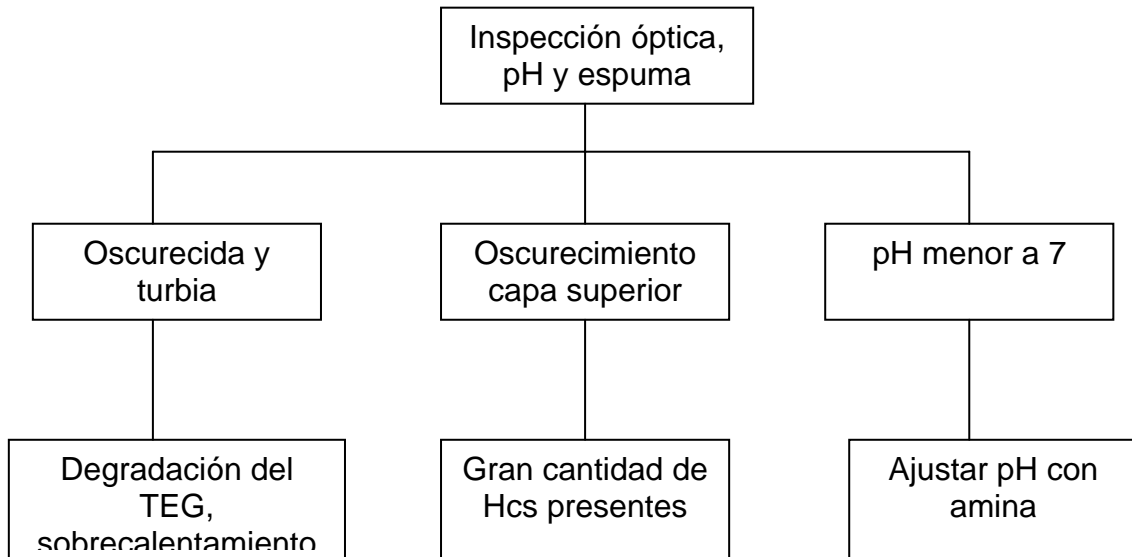
Después de enfriar, la muestra es filtrada (si partículas visibles están presentes), y llenar hasta un volumen de 200 ml con agua destilada. La concentración de hierro es medida por espectroscopia de absorción atómica. Concentraciones de hierro menores a 15 ppm son medidas en sistemas con mínima corrosión. Valores por encima de 100 ppm indican que altos regímenes de corrosión están presentes.

7.1.9 Espuma

La altura de la espuma y su estabilidad es una medida de la cantidad de espuma en el TEG presente en el sistema. La razón para la formación de espuma puede deberse a partículas en el sistema, degradación del TEG o enriquecimiento de hidrocarburos. Una estimación de la estabilidad de la espuma puede obtenerse en el mismo lugar con algunas experiencias. Si uno agita la muestra vigorosamente y luego observa el tiempo hasta que la espuma se rompa, esto nos podría dar una estimación, a groso modo, de la estabilidad de la espuma.

Cuando es alta, la espuma estable está presente, entonces el gas de salida se vuelve húmedo y altas pérdidas de TEG normalmente ocurren. Para medir la estabilidad a la espuma en el laboratorio, nitrógeno es burbujeado a través de 150 ml de TEG en un vidrio medido a 500 ml a un régimen de 60l/hr por cinco minutos. La altura máxima de espuma durante los cinco minutos es medida después de parar el flujo de nitrógeno, el tiempo de ruptura de la espuma es también medido. Valores típicos podrían ser de 30 ml de espuma en el glicol pobre y 60 ml de espuma en el glicol rico. La espuma puede romperse justo unos pocos segundos después de apagar el flujo de nitrógeno.

**Diagrama de Flujo para los análisis realizados en campo
(On-site analysis)**



7.2 ANÁLISIS DE TEG TÍPICO

7.2.1 Tipos de análisis realizados al TEG

La tabla N° 3 muestra los varios análisis que se corren a las muestras de glicol. Muchos pueden ser aprendidos por los operadores de Planta y algunas medidas correctivas pueden deducirse de la inspección visual. Por ejemplo la presencia de precipitado negro, productos de la corrosión de hierro tal como FES y Fe_3O_4 , revelan inicios de corrosión y pueden también indicar la inadecuación de los filtros.

Una solución viscosa negra indica que pesados, condensados de hidrocarburos son transportados con el gas. Un olor a dulce, acompañado por un bajo pH y un oscurecimiento son señales que degradación térmica esta ocurriendo en el rehervidor.

Análisis de glicol para muestras de campo de Deshidratadoras	
1. Análisis de agua	Titulación Karl Fischer
2. pH (dilución 1:1)	Potenciométrico
3. Formación de emulsión	Visual
4. Cromatografía gaseosa (H_2O , glicol, gases ácidos, hidrocarburos)	Instrumental
5. Destilación de hidrocarburos	ASTM
6. Tendencia espuma	Visual
7. Cloruros Inorgánico Total	$AgNO_3$ – Pirolisis + coulometric + titulación
8. Na, K	Absorción atómica (A.A)
9. Ca	A.A o cualitativo
10. Fe	Colorimetría
11. Otros metales	Métodos de emisión

Las muestras son tomadas del sistema de deshidratación con glicol. En el caso de glicol pobre, la muestra es tomada en la línea de salida del

rehervidor de glicol, una vez que este ha sido regenerado (luego el glicol se dirige a la contactora gas-glicol). Si se requiere una muestra de TEG rico, esta puede ser tomada de la línea de glicol que sale de la contactora gas-glicol (una vez que el glicol se puso en contacto con el gas húmedo). En algunos casos las muestras de TEG rico son tomadas a la salida del intercambiador glicol-glicol, antes de ingresar a la columna del rehervidor. Si se requiere comprobar escapes o rupturas en el intercambiador de calor glicol-glicol, las muestras de TEG pobre son colectadas antes y después del intercambiador de calor. Algún cambio en la concentración de agua confirma la ruptura o fuga.

7.2.2 Límites de valores en los análisis de TEG Nuevo

La tabla N° 4 muestra algunas de las propiedades típicas del TEG, las cuales son útiles en la determinación si un nuevo material es aceptado para uso en deshidratadoras de gas (glicol virgen)

Tabla. N° 4

Algunas propiedades típicas del Trietilen glicol (TEG)	
Composición, %wt	
Agua	< 0.1
Monoetilen glicol (MEG)	< 0.05
Dietilen glicol (DEG)	< 1.0
Tetraetilen glicol (T4EG)	< 1.0
Rango de ebullición °C	
I.B.P	278
95% I.B.P	285
D.P	300
Cloruros, como Cl-	< 5 ppm
pH (50% sol. acuosa)	6-7

7.2.3 Límites de valores óptimos en los análisis de TEG

La tabla N° 5 muestra los valores óptimos en los análisis realizados al TEG, es decir, brinda una información del rango en que debería encontrarse los resultados de los análisis del glicol, para ser considerado óptimo.

Tabla. N° 5

Parámetros	GLICOL	
	Rico	Pobre
PH	7.0-8.6	7.0-8.6
Cloruros (mg/lit)	<600	<600
Hidrocarburo (wt%)	<0.3 (2500-3000 mg/lit)	<0.3 (2500-3000 mg/lit)
Hierro (mg/lit)	<15	<15
Agua	3.5-7.5	<1.5
Sólidos suspendidos (mg/lit)	<200	<200
Tendencia a Espuma	Altura de la espuma, 10-20 ml, muestra de 100 ml. tiempo de ruptura 5 seg.	
Color y apariencia	Claro y ligeramente coloreado a medio ámbar	

Observaciones:

- pH ligeramente menor en el TEG rico debido al contenido de gases ácidos
- Hidrocarburo, hierro y sólidos suspendidos pueden ser diferentes para el glicol rico y pobre, dependiendo de la localización de filtros.
- La diferencia entre el contenido de agua del TEG rico y pobre debería ser de 2-6%.

7.2.4 Análisis de TEG contaminado

Caso 1. TEG Contaminado

Una muestra de TEG es recibida en el laboratorio para un requerimiento de análisis. La unidad en cuestión tiene una historia de falla de los tubos de calentamiento y excesivas pérdidas de TEG. Un completo análisis fue realizado y los resultados son mostrados en la tabla N° 6.

tres factores indican que el TEG está empezando a degradarse térmicamente:

- Inusuales altas cantidades de glicoles menores, MEG y DEG.
- Muy bajo pH (Ácido)
- Típico olor a dulce quemado de TEG

Una contaminación por sales puede ser la raíz del problema en esta unidad. Algo de hidrocarburo también puede estar presente, indicado por la formación de espuma estable con el agua. Es muy probable, que estos sean hidrocarburos pesados.

Estas recomendaciones fueron hechas para remover el TEG contaminado de esta unidad y para que sea recargada con TEG fresco o nuevo después de una completa limpieza del rehervidor y los tubos de calentamiento.

La decisión ya sea para descargar este material o para utilizarlo, es una decisión económica y debería ser hecha en base a 1) Disponibilidad de utilizar el equipo, 2) Volumen de la solución, 3) merma debido a la presencia de glicoles menores y contaminantes.

Tabla. Nº 6

Análisis de muestras de campo de Trietilen glicol (TEG) contaminado			
Apariencia	Clara, marrón oscuro, olor a dulce		
pH (sol acuosa 50%)	4.2		
Emulsión con agua	Si		
% peso de agua (titulación K-F)	4.0		
Cromatografía gaseosa, % peso			
Monoetilen glicol	0.6		
Dietilen glicol	4.2		
Trietilen glicol	89.3		
Tetraetilen glicol	1.1		
Total glicoles	95.9		
Hidrocarburos (C6 o menores), % vol.	< 0.5		
Cloruros, ppm Cl-	7400		
Sales, calculado como NaCl, %w	1.2		
Características de la espuma	Tratamiento		
	Ninguno	Antiespuma	Carbón
	Altura de la espuma	150	30
Estabilidad (seg)	>120	5	3

Caso 2. Insuficiente descenso del Punto de Rocío

Condiciones de la Planta

Flujo de gas	55 MMscfd
Presión de gas de entrada	750 Psig
Temperatura de gas de entrada	90 °F
Caudal de circulación del TEG	8 GPM
Temperatura del TEG pobre	76 °F
Contenido de agua a la entrada	58 Lb/MMscf

Tabla. N° 7

Análisis de muestras de TEG pobre y rico		
	Rico	Pobre
pH	9.1	9.5
% peso de agua (K-F)	3.4	1.6
Cromatografía gaseosa,% peso		
Monoetilen glicol	0.24	0.18
Dietilen glicol	1.9	2.0
Trietilen glicol	91.1	95.4
Tetraetilen glicol	0.6	0.8
Total glicoles	93.8	98.4
Hidrocarburos, % vol	2.8	trazas
Características de espuma	Emulsión formada con flujo de aire	

Una contaminación por sales fue una vez indicio por suceso siguiente de arrastre de sales en el agua. El separador de entrada fue considerado de tamaño suficiente. La instalación de un filtro de carbón activado de flujo completo (no existía uno) fue recomendado basado en los resultados de pruebas de espuma.

Excesivas pérdidas de TEG fueron también indicios de formación de espuma. Este problema fue controlado, como una medida temporal, por la adición de antiespumígeno tipo silicona.

Caso 2: Descenso del punto de rocío

La operación del Deshidratador de gas a las condiciones de la Planta que se muestran no efectuaba el descenso del punto de rocío deseado. Muestras de TEG pobre y rico fueron analizadas con los resultados que se muestran en la tabla de arriba.

De la data de equilibrio, de este caso puede observarse que este deshidratador debería dar un descenso de punto de rocío aprox. de 70 °F con 1.6% de agua en el TEG pobre. El agua removida, que es calculada abajo,

$$8.0 \text{ gpm} * 60 * 24 * \frac{9.3 \text{ lb}}{\text{gal}} * \frac{(3.4 - 1.6)}{100} = 1928 \frac{\text{lbH}_2\text{O}}{\text{day}}$$
$$\frac{1928}{55 \text{ MMscf}} = 35.1 \frac{\text{lbH}_2\text{O removida}}{\text{MMscf}}$$

Es solo suficiente para tener un punto de rocío de salida de 60 °F. Esto corresponde a un descenso de punto de rocío de 30 °F.

El mayor problema en esta unidad se debe a la presencia de hidrocarburos el cual, probablemente, tiene cubierta la superficie de contacto en el absorbedor y evita un buen contacto entre el gas y el TEG. Las bajas temperaturas del TEG pobre, entrando por el tope del absorbedor, estuvo también contribuyendo a este problema. Algunos hidrocarburos del gas de tope fueron condensando en el TEG si la temperatura de este último no era mantenida 10-15°F por encima de la temperatura del gas.

Elevando la temperatura del TEG pobre a aproximadamente 100°F e incrementando la circulación de TEG al máximo permitido por la capacidad de la bomba dará como resultado un mejoramiento en la deshidratación la cual fue suficiente para satisfacer requerimientos operacionales de la Planta.

7.3 RESULTADOS DE LABORATORIO DEL TEG UTILIZADO EN LA PLANTA.

Tabla N° 8

Criogénica 01:

Tipo de Análisis	TEG POBRE	TEG RICO
Apariencia, color	Transparente, ámbar claro	
PH (50% aq.solución)	7.20	6.85
% wt H ₂ O	0.6	3.1
Cromatografía gaseosa,% peso		
Monoetilen glicol	0.00025	<0.00001
Dietilen glicol	0.00017	0.00013
Cloruros, ppm Cl-	5.47	3.65
Hierro (mg/lt)	<0.03	<0.03
Hidrocarburos, mg/lt	8.8	220.8
<u>Características de Espuma</u>		
Alt.Espuma (ml)	-----	640 (1000 ml de muestra)
Estabilidad (seg)		240

Criogénica 02:

Tipo de Análisis	TEG POBRE	TEG RICO
Apariencia, color	Transparente, ámbar claro	
PH (50% aq.solución)	7.37	6.90
% wt H ₂ O	0.8	3.4
Cromatografía gaseosa,% peso		
Monoetilen glicol	0.00029	0.00001
Dietilen glicol	0.00013	0.00016
Cloruros, ppm Cl-	3.37	4.97
Hierro (mg/lt)	<0.03	<0.03
Hidrocarburos, mg/lt	31.60	361.4
<u>Características de Espuma</u>		
Alt.Espuma (ml)	-----	640 (1000 ml de muestra)
Estabilidad (seg)		240

CAPITULO VIII

RESUMEN DE LA PRUEBA Y RENDIMIENTO DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN

8.1 RESULTADOS DE LA PRUEBA

Revisar detalles en el Anexo A referente a la prueba y rendimiento del Sistema.

CRIOGÉNICA 1				
VARIABLES DE OPERACIÓN	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
TEMPERATURA GAS DE ENTRADA (°F)	84.2	91.4	95	101
PRESIÓN DEL GAS (PSIG)	1300	1300	1298	1300
FLUJO DE GAS (MMscf)	244	247	235	243.6
RESULTADOS DE LA PRUEBA				
PARAMETROS	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
PTO DE ROCÍO GAS DE ENTRADA (°F)	84.2	91.4	95	101
PTO ROCÍO GAS DE SALIDA (°F)	20.7	25.2	19.8	24.8
CONTENIDO DE AGUA GAS ENTRADA (Lb/MMscf)	31.55	38.89	43.09	50.91
CONTENIDO DE AGUA GAS SALIDA (Lb/MMscf)	3.65	4.41	3.51	4.35
CONTENIDO DE AGUA REMOVIDA (Lb/MMscf)	27.9	34.48	39.58	46.56
DESCENSO DEL PTO DE ROCIO (°F)	63.5	66.2	75.2	76.2
% DE TEG POBRE MIN(Calculado por Gráfica o Software)	97.3	97.1	98.0	97.7

CRIOGÉNICA 2				
VARIABLES DE OPERACIÓN	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
TEMPERATURA GAS DE ENTRADA (°F)	84.2	98.9	97.9	93.2
PRESIÓN DEL GAS (PSIG)	1300	1300	1300	1300
FLUJO DE GAS (MMscf)	237	246	235	242.7
RESULTADOS DE LA PRUEBA				
PARAMETROS	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
PTO DE ROCIO GAS DE ENTRADA (°F)	84.2	98.9	97.9	93.2
PTO ROCÍO GAS DE SALIDA (°F)	28.2	17.9	15	12.6
CONTENIDO DE AGUA GAS ENTRADA (Lb/MMscf)	31.55	48.18	46.74	40.95
CONTENIDO DE AGUA GAS SALIDA (Lb/MMscf)	5	3.26	2.88	2.58
CONTENIDO DE AGUA REMOVIDA (Lb/MMscf)	26.6	44.9	43.9	38.37
DESCENSO DEL PTO DE ROCIO (°F)	56	81	82.9	80.6
% DE TEG POBRE MIN (Calculado por Gráfica o Software)	96.3	98.5	98.8	98.9

8.2 BALANCE DE AGUA

Ahora que todas las determinaciones anteriores han sido realizadas, es tiempo de analizar la data. Un camino rápido para verificar la validez de la data es un balance de agua.

Balance de Agua

El agua removida del gas Natural es recogida por el TEG. De acuerdo a:

$$\text{(Flujo de gas) (Variación de agua) = (Flujo de glicol) (Conc rico-Conc pobre)}$$
$$\text{(MMscf) } (\Delta \text{ lb H}_2\text{O/MMscf}) = \text{(gpm)(1440)(9.34)(} (\Delta \text{ wt\% H}_2\text{O/100)}$$

Una buena concordancia acrecienta la credibilidad de la data. Una pobre concordancia significa que al menos una de las asunciones o lecturas está errada. Debe asegurarse que toda la data fue tomada al mismo tiempo, por ejemplo: Las muestras de TEG.

8.3 SIMULACIONES EN HYSYS

La industria del gas natural comúnmente utiliza TEG para deshidratación del gas natural cuando se requieren temperaturas de punto de rocío muy bajas tal como en el caso de procesos criogénicos. HYSYS es un simulador de procesos que tiene la capacidad de simular rigurosamente sistemas de TEG. La ecuación de estado de Peng –Robinson ha sido modificada para representar el comportamiento no ideal de las fases líquido-vapor en todo el rango de operación esperado para estos sistemas. El programa ha sido probado para presiones de operación de hasta 2000 psia.

Se ha realizado 1 corrida de la simulación en HYSYS del Sistema de Deshidratación. De cada una de ellas se resaltan los aspectos más importantes.

SIMULACIÓN

COMPONENTE	FLUJO MOLAR (LBMOL/HR)	% MOLAR
H2O	27.7545	0.10
CO2	143.3249	0.54
N2	134.6457	0.50
C1	22215.2291	83.06
C2	2608.3228	9.75
C3	929.1475	3.47
I-C4	125.4500	0.47
N-C4	239.5261	0.90
I-C5	81.0547	0.30
N-C5	75.5193	0.28
N-C6	74.8793	0.28
BENCENO	2.6498	0.01
N-C7	47.7750	0.18
N-C8	29.0580	0.11
N-C9	7.9045	0.03
N-C10	2.6273	0.01
TEG	0.0000	0.00
TOTAL	26744.8684	100
Presión (psia)	1315	
Temperatura (°F)	101.0	
Peso molecular	20.01	

a) Contenido de agua en el gas de entrada (WET GAS IN):

Caudal gas: 243.6 MMscf

Temperatura del gas = 101°F (38.3 °C)

Presión de línea: 1315 psia

El contenido de agua en el gas: 500lb/hr \cong 49.26 lb H₂O/MMscf

b) TEG pobre a CAF-3110

Temperatura TEG pobre: 119°F

Concentración de TEG (TEG WT Fr): 0.9861

Caudal de TEG (Vol @ T&P): 24.98 USGPM \cong 3.28 Gal/lb de H₂O remov.

c) Contenido de agua en el gas de salida (TO MS UNIT):

Contenido de agua: 42.6813 Lb/hr \cong 4.21 lb H₂O/MMscf

Punto de rocío de agua: 24.8 °F (-4 °C) (Calculado de Gráfica o Software)

d) Serpentin de pre-calentamiento E-100 y Tanque Flash

Temperatura TEG rico ingreso a E-100 (RICH-3): 110.7°F

Temperatura TEG rico ingreso a Tk Flash (RICH-4): 129°F

e) Intercambiador de calor EAP-3170 y rehervidor de glicol

Temperatura de TEG rico ingreso a Columna regen: 319.2°F

Temperatura del TEG en el rehervidor: 388°F

f) Columna del rehervidor y Separador de Tope de glicol (Water @ COL3)

Temperatura de tope de la Columna: 225°F

Flujo de TEG en GLY-WATER: 13.8214 Lb/hr

Flujo de agua en GLY-WATER: 483.0 Lb/hr

% de TEG en el GLY-WATER: **0.98%**

% de agua en el GLY-WATER: **34.09%**

g) Stripping gas

50 Lb-mol/hr \cong 9.8 pie³ / Gal. TEG circulado. \cong 352.51 Mscfd

h) Boilup@ COL 3

Temperatura: 388°F

Flujo de TEG: 42.0733 Lb/hr

Flujo de agua: 57.4592 Lb/hr

% flujo de TEG: **41.31%**

% flujo de agua: **56.41 %**

% flujo otros componentes (mayormente metano, etano y benceno): 2.28%

i) To condenser@ COL 3

Temperatura: 291.5 °F

Flujo de TEG: 111.17 Lb/hr

Flujo de agua: 488.1079 Lb/hr

Flujo de metano: 711.9077 Lb/hr

%flujo de TEG: **7.32%**

%flujo de agua: **32.12%**

%flujo metano: 46.85%

%flujo otros componentes (etano, nitrógeno, CO₂, benceno, etc): 13.71%

PERDIDAS POR VAPORIZACIÓN EN EL STILL REBOILER-PTA DE GAS MALVINAS (tren 1)

STILL OVHD/GLY-WATER		
Variables consideradas	valores	COMENTARIOS
Presión del gas de entrada (psi)	1300	
Temperatura gas de entrada (°C)	38.3	
Pto de rocío gas de entrada (°C)	38.3	<--gas saturado
Pto de rocío de agua en gas de salida (°C)	-4.0	
Contenido de agua en el gas de entrada (Lb/MMscf)	50.91	ver determinación de agua en el gas
Contenido de agua en el gas de salida (Lb/MMscf)	4.35	ver determinación de agua en el gas
Cantidad de agua removida del gas natural (Lb/MMscf)	46.56	
Flujo de gas (MMSCFD)	243.6	Tren criogénico 1
RESULTADOS STILL OVHD/GLY-WATER		COMENTARIOS
% TEG EN AGUA VBD-3150/3350	2.77	Alto contenido de TEG en agua
PERDIDA TEG (GAL/DAY)	33.64	Tren criogénico 1
PERDIDA TEG (GAL/MES)	1009.12	
RESULTADOS STILL OVHD/GLY-WATER		COMENTARIOS
% TEG EN AGUA VBD-3150/3350	0.5	Contenido de TEG en agua aceptable
PERDIDA TEG (GAL/DAY)	6.07	Tren criogénico 1
PERDIDA TEG (GAL/MES)	182.15	

PERDIDAS POR VAPORIZACIÓN EN EL STILL REBOILER-PTA DE GAS MALVINAS (tren 2)

STILL OVHD/GLY-WATER		
Variables consideradas	valores	COMENTARIOS
Presión del gas de entrada (psi)	1300	
Temperatura gas de entrada (°C)	34.0	
Pto de rocío gas de entrada (°C)	34.0	<--gas saturado
Pto de rocío de agua en gas de salida (°C)	-10.8	
Contenido de agua en el gas de entrada (Lb/MMscf)	40.95	ver determinación de agua en el gas
Contenido de agua en el gas de salida (Lb/MMscf)	2.58	ver determinación de agua en el gas
Cantidad de agua removida del gas natural (Lb/MMscf)	38.36	
Flujo de gas (MMSCFD)	242.7	Tren criogénico 2
RESULTADOS STILL OVHD/GLY-WATER		COMENTARIOS
% TEG EN AGUA VBD-3150/3350	2.91	Alto contenido de TEG en agua
PERDIDA TEG (GAL/DAY)	29.01	Tren criogénico 2
PERDIDA TEG (GAL/MES)	870.31	
RESULTADOS STILL OVHD/GLY-WATER CON % ÓPTIMO		COMENTARIOS
% TEG EN AGUA VBD-3150/3350	0.5	Contenido de TEG en agua aceptable
PERDIDA TEG (GAL/DAY)	4.98	Tren criogénico 2
PERDIDA TEG (GAL/MES)	149.54	

PERDIDAS ESTIMADAS EN LA SIMULACION -STILL REBOILER (tren 2)

STILL OVHD/GLY-WATER		
Variables consideradas	valores	COMENTARIOS
FLUJO DE GAS (MMSCFD)	243.6	Tren criogénico 2
TEMPERATURA DE TOPE (°F)	225	Alta Temperatura
FLUJO DE TEG EN GLY-WATER (LB/HR)	13.82	Resultados de la Simulación
FLUJO DE AGUA EN GLY-WATER (LB/HR)	483	
RESULTADOS STILL OVHD/GLY-WATER		COMENTARIOS
% TEG EN VAPORES DE TOPE	0.98	Alto contenido de TEG en agua
PERDIDA TEG (GAL/DAY)	35.51	Tren criogénico 2
PERDIDA TEG (GAL/DAY)	71.02	Estimado tren 1 y tren 2
PERDIDA TEG (GAL/MES)	2130.71	Ambos trenes criogénicos
VALOR DE PERDIDA TEG (GAL/MMSCF)	0.1458	Alto valor de pérdidas
RESULTADOS STILL OVHD/GLY-WATER CON % ÓPTIMO		COMENTARIOS
% TEG EN VAPORES DE TOPE	0.5	Contenido de TEG en agua aceptable
VALOR DE PERDIDA TEG (GAL/MMSCF)	0.025	Valor aceptable de pérdidas
PERDIDA TEG (GAL/DAY)	6.21	Tren criogénico 2
PERDIDA TEG (GAL/DAY)	12.42	Estimado tren 1 y tren 2
PERDIDA TEG (GAL/MES)	372.33	

CALCULO DE PERDIDAS POR VAPORIZACIÓN DE TEG
CONTACTORA CAF-3110 (tren1)

INGRESAR DATOS	Valores	COMENTARIOS
GLICOL	TEG	
Presión de gas (psi)	1300	
Peso Molecular (TEG)	150.2	
Temp.de contacto (°F)	115.94	Temperatura aceptable
Presión de Vapor (mmHg)	0.005	Gráfica PV vs T contacto
Caudal de gas (MMscf)	243.6	
RESULTADO		
Lb/MMscf	Gal/día	
0.0268	0.69	

CALCULO DE PERDIDAS POR VAPORIZACIÓN
DE TEG
CONTACTORA CAF-3310 (tren 2)

INGRESAR DATOS	Valores	COMENTARIOS
GLICOL	TEG	
Presión de gas (psi)	1300	
Peso Molecular (TEG)	150.2	
Temp.de contacto (°F)	108.2	Temperatura aceptable
Presión de Vapor (mmHg)	0.003	Gráfica PV vs T contacto
Caudal de gas (MMscf)	242.7	
RESULTADO		

Lb/MMscf	Gal/día	
0.0162	0.42	

TOTAL PÉRDIDAS POR VAPORIZACIÓN EN CONTACTORAS TREN 1 Y TREN 2 (Gal/día)

1.11

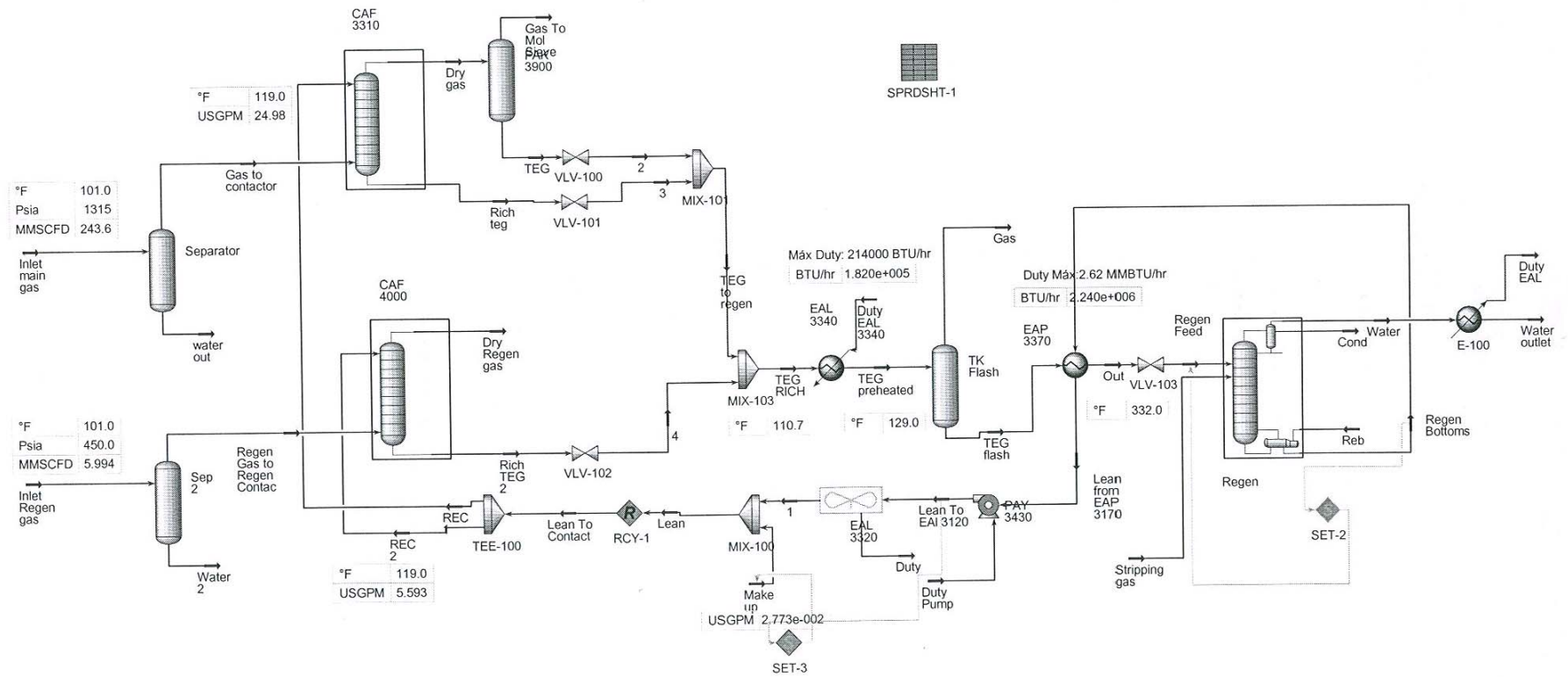
VALOR DE PÉRDIDAS POR VAPORIZACIÓN EN CONTACTORAS TREN 1 Y TREN 2 (Gal/MMscf)

0.0023

Total pérdidas estimadas tren 1 y 2 (Gal/día)	63.76
Total pérdidas estimadas tren 1 y 2 (Gal/mes)	1912.8

Simulación

SISTEMA GLICOL 2 DE MALVINAS



Simulación realizada en mayo 2005

CAPITULO IX

OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL CON TEG EN LA PLANTA DE PROCESAMIENTO DE GAS MALVINAS

Los Procesos de Deshidratación son ampliamente conocidos y es poco escrito acerca de ellos. Este trabajo de Investigación intenta describir algunas recomendaciones, mejorando la aplicación en la deshidratación con glicol los cuales son quizás nuevos para algunas personas pero ciertamente efectivos cuando son aplicados. Existen cinco recomendaciones los cuales abarca la optimización de la Unidad de Deshidratación con glicol y son no necesariamente en ese orden:

- ✓ Mantener la calidad de la solución
- ✓ Encontrar los requerimientos del punto de rocío
- ✓ Reducir las pérdidas de glicol
- ✓ Controlar la corrosión
- ✓ Seleccionar las propiedades del glicol para su aplicación

Cada uno de ellos es la clave para la optimización del Sistema. Algunas de ellas ya han sido revisadas y discutidas en capítulos previos.

9.1 PROBLEMAS ENCONTRADOS EN EL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL

9.1.1 Pérdida de Trietilen glicol (TEG)

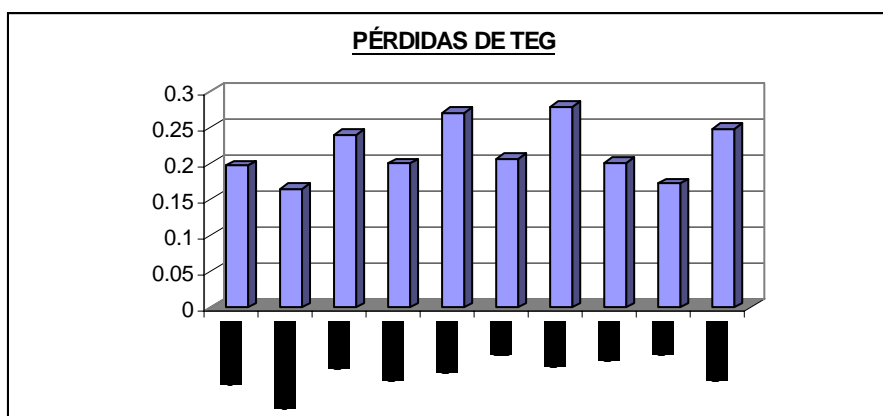
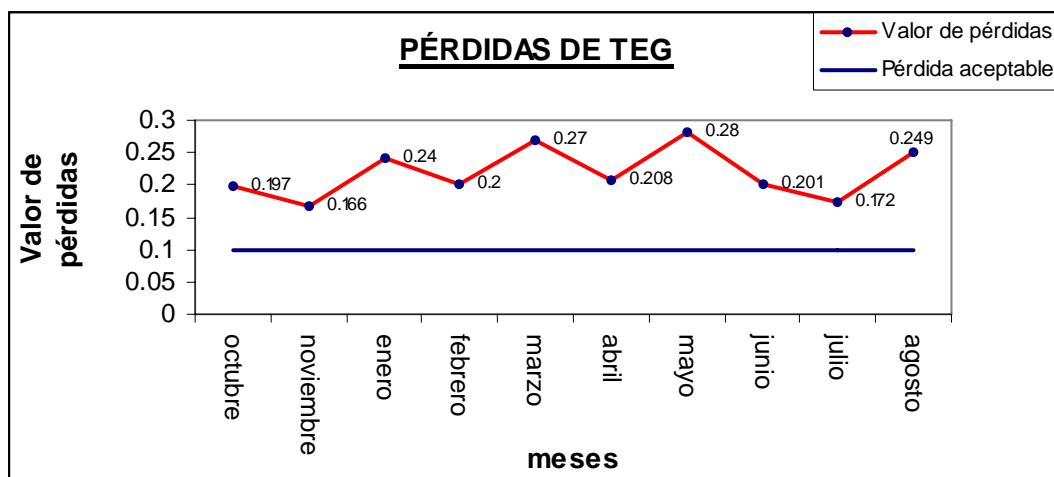
9.1.1.1 Antecedentes

Las excesivas pérdidas de TEG producidas durante el arranque de la Planta de gas en junio del 2004 debieron eliminarse conforme ésta iba estabilizándose.

En la actualidad, la Planta de gas continúa sufriendo pérdidas de TEG en ambos Trenes Criogénicos. Las pérdidas registradas en meses pasados fueron las siguientes:

Resumen de pérdidas de TEG

MES	oct-04	nov-04	ene-05	feb-05	mar-05	abr-05	may-05	jun-05	jul-05	ago-05
Pérdidas TEG (Gal)	2345	2168	2969	2475.6	3330.83	2754.16	2414.61	3238.48	2916.23	2652.28
gas Procesado (MMscf)	11,893	13,056	12,294.0	12,331.84	12,354.25	13262.66	8632.94	16113.47	16917.77	10641.23
Valor de Pérdidas (Gal/MMscf)	0.197	0.166	0.240	0.20	0.270	0.208	0.280	0.201	0.172	0.249



Se sabe que 0.1 Gal. / MMscf de pérdidas de TEG es común encontrar incluso para un buen sistema de operación. Esto convertido por día en nuestro caso para 480 MMscf en promedio debería ser 48 gal/día para ambos trenes criogénicos.

Sin embargo, este valor de pérdida esta por encima de lo normal, tal como se registran en la tabla de resumen de pérdidas.

⁽⁵⁾Es importante recordar algunas observaciones durante el arranque inicial de la Planta en Malvinas. La producción de gas proveniente de los Pozos de San Martín 1 (gas Wells), ubicada aproximadamente a 27 kilómetros de la Planta de gas, comenzó en abril al empezar los meses de invierno en la Selva de Cuzco. La instalación de Malvinas fue diseñada para una temperatura de gas de entrada de 110°F y todas las simulaciones de Hysys (Simulador de procesos) indicaban esta temperatura. Sin embargo, el gas fue entrando a la Planta a temperaturas menores que la de diseño.

No fue lo más recomendable arrancar la Planta en invierno; la temperatura en la selva tropical durante el día es moderada, pero esta al atardecer llega a ser muy fría en la selva. La baja temperatura del medio ambiente y la temperatura de los pozos de gas más frías que la de diseño causan que la temperatura de entrada en el Slug Catcher, el estabilizador de condensado y la contactora de glicol en ambos trenes criogénicos estén en el rango de 60-80°F durante la estación de invierno.

Las bajas temperaturas del gas de entrada modificaron la operación en las instalaciones de Malvinas; causaron la condensación excesiva de líquidos, aumentó la condensación de hidrocarburos en la contactora de glicol saturando los tamices moleculares de deshidratación. Esto causó el deterioro del tamiz molecular disminuyendo su vida útil.

Un medio utilizado para calentar el gas fue sobrecalentar el TEG. La temperatura de retorno del glicol pobre aumenta la temperatura del gas de entrada. Esto ayuda considerablemente; pero, con las temperaturas más altas del glicol aumentaron las pérdidas de TEG en el sistema de deshidratación.

Durante el período caliente en la selva, la temperatura del gas de entrada en el Slug Catcher sube a 95°F. Esto ayuda considerablemente, pero se está tratando de mantener a 100-110°F la temperatura del gas de entrada hacia los lechos de deshidratación y de esta forma evitar condensación excesiva de hidrocarburos.

También debido a este problema de baja temperatura del gas de alimentación al sistema de deshidratación, se necesitó mantener los flujos de circulación de TEG hacia las contactoras al máximo y mayores temperaturas para evitar la condensación de hidrocarburos en los tamices moleculares.

9.1.1.2 Verificación de las Principales Variables de Operación

Debido al problema de las excesivas pérdidas de TEG se inició una búsqueda de todas las posibles causas y áreas por donde se estaría perdiendo el TEG. Se comenzó con la revisión del registro de variables de operación, en éste se detallan los valores de las principales variables que están involucrados en el sistema de deshidratación con TEG; una posible anomalía en estos valores podría ser la causa del problema. Otro paso fue el análisis del TEG que se encontraba recirculando en el sistema de deshidratación, los diferentes tipos de análisis y sus resultados fueron detallados en el capítulo VII.

Revisando las variables de operación del Sistema se encuentra que el flujo de gas de entrada a la contactora de gas-glicol varía con el flujo de producción diaria, sin embargo, es mantenida según el diseño. Las presiones del gas de entrada son mantenidas según el diseño.

La temperatura del gas de entrada es menor que el diseño (99-100°F); incluso durante temporadas frías llegó a registrarse temperaturas tan bajas como 80 °F. Debido a esta situación el gas fue sobrecalentado con TEG para mantener en 100-110°F la temperatura del gas de entrada hacia los deshidratadores.

El flujo de TEG hacia las contactoras es de 25 gpm.

El flujo de gas de regeneración está en 6.0 MMscf para ambos trenes. Las temperaturas y presiones son como las de diseño. El flujo de circulación de TEG hacia las contactoras glicol-gas de Regeneración se mantiene en 5.0 gpm.

En las tablas N° 9A -9F se detallan los valores de las variables involucradas en el sistema de deshidratación con TEG.

Del Análisis de las Variables de Operación de la tabla A y B se observa que la Temperatura del TEG pobre que se dirige a la contactora gas-glicol (tren 1) empezaba a incrementarse. Para una temperatura de 98-100°F del gas de entrada, la temperatura de TEG pobre no debió exceder de 110-115°F. Este exceso de temperatura de TEG pobre incrementó las pérdidas de TEG por vaporización con el gas de salida de la contactora gas-glicol.

Tabla N° 9A

PLANTA DE GAS MALVINAS

REGISTRO DE VARIABLES DE OPERACIÓN - DESHIDRATACIÓN CON GLICOL

Fecha-Hora

11/09/2004 06:00

	TAG	Data	Unidades
Temperatura de gas de entrada a Tren 1	TI-4271	97.56	°F
Temperatura de gas de entrada a Tren 2	TI-4471	97.56	°F
Temp. de TEG a Contactor CAF-3110	TIC-3120	112.79	°F
Temp. de TEG a Contactor CAF-3310	TIC-3320	102.81	°F
Presión de entrada a Tren 1	PIC-4270	1274.54	Psig
Presión de entrada a Tren 2	PIC-4470	1276.43	Psig
Flujo de TEG Contactor Tren 1	FIC-3120	24.24	GPM
Flujo de TEG Contactor Tren 2	FIC-3320	23.28	GPM
Flujo de TEG contactora Reg. Tren 1	FIC-3800	4.999	GPM
Flujo de TEG contactora Reg. Tren 2	FIC-4000	5.0027	GPM
Flujo de gas de Reg. Tren 1	FIC-3801	6.124	MMSCF
Flujo de gas de Reg. Tren 2	FIC-4001	5.0022	MMSCF

Tabla N° 9B

PLANTA DE GAS MALVINAS

REGISTRO DE VARIABLES DE OPERACIÓN - DESHIDRATACIÓN CON GLICOL

Fecha-Hora

11/10/2004 06:00

	TAG	Data	Unidades
Temperatura de gas de entrada a Tren 1	TI-4271	98.61	°F
Temperatura de gas de entrada a Tren 2	TI-4471	98.57	°F
Temp. de TEG a Contactor CAF-3110	TIC-3120	121.05	°F
Temp. de TEG a Contactor CAF-3310	TIC-3320	104.04	°F
Presión de entrada a Tren 1	PIC-4270	1276.97	Psig
Presión de entrada a Tren 2	PIC-4470	1278.68	Psig
Flujo de TEG Contactor Tren 1	FIC-3120	24.51	GPM
Flujo de TEG Contactor Tren 2	FIC-3320	23.11	GPM
Flujo de TEG contactora Reg. Tren 1	FIC-3800	4.9931	GPM
Flujo de TEG contactora Reg. Tren 2	FIC-4000	4.9936	GPM
Flujo de gas de Reg. Tren 1	FIC-3801	6.12	MMSCF
Flujo de gas de Reg. Tren 2	FIC-4001	4.99	MMSCF

En la Tabla N° 9C se encuentra que la temperatura del TEG está demasiado caliente, aproximadamente por encima de los 15°F de diferencia entre el gas y el TEG de retorno a la contactora (ambos trenes)

Tabla N° 9C

PLANTA DE GAS MALVINAS

REGISTRO DE VARIABLES DE OPERACIÓN - DESHIDRATACIÓN CON GLICOL

Fecha-Hora

11/11/2004 06:00

	TAG	Data	Unidades
Temperatura de gas de entrada a Tren 1	TI-4271	99.04	°F
Temperatura de gas de entrada a Tren 2	TI-4471	98.99	°F
Temp. de TEG a Contactor CAF-3110	TIC-3120	120.02	°F
Temp. de TEG a Contactor CAF-3310	TIC-3320	124.35	°F
Presión de entrada a Tren 1	PIC-4270	1279.9	Psig
Presión de entrada a Tren 2	PIC-4470	1281.56	Psig
Flujo de TEG Contactor Tren 1	FIC-3120	24.42	GPM
Flujo de TEG Contactor Tren 2	FIC-3320	24.82	GPM
Flujo de TEG contactora Reg. Tren 1	FIC-3800	4.997	GPM
Flujo de TEG contactora Reg. Tren 2	FIC-4000	4.996	GPM
Flujo de gas de Reg. Tren 1	FIC-3801	6.128	MMSCF
Flujo de gas de Reg. Tren 2	FIC-4001	4.996	MMSCF

En la tabla N° 9D se aprecia que la temperatura del TEG empieza a normalizarse. En los días posteriores la Temperatura de TEG pobre se fue restableciendo a las condiciones normales de operación; de esta manera se evitará excesivas pérdidas de TEG por vaporización

Tabla N° 9D

PLANTA DE GAS MALVINAS

REGISTRO DE VARIABLES DE OPERACIÓN - DESHIDRATACIÓN CON GLICOL

Fecha-Hora

11/16/2004 00:00

	TAG	Data	Unidades
Temperatura de gas de entrada a Tren 1	TI-4271	99.93	°F
Temperatura de gas de entrada a Tren 2	TI-4471	99.84	°F
Temp. de TEG a Contactor CAF-3110	TIC-3120	109.66	°F
Temp. de TEG a Contactor CAF-3310	TIC-3320	108.10	°F
Presión de entrada a Tren 1	PIC-4270	1291.87	Psig
Presión de entrada a Tren 2	PIC-4470	1293.15	Psig
Flujo de TEG Contactor Tren 1	FIC-3120	26.02	GPM
Flujo de TEG Contactor Tren 2	FIC-3320	24.30	GPM
Flujo de TEG contactora Reg. Tren 1	FIC-3800	5.003	GPM
Flujo de TEG contactora Reg. Tren 2	FIC-4000	4.999	GPM
Flujo de gas de Reg. Tren 1	FIC-3801	6.151	MMSCF
Flujo de gas de Reg. Tren 2	FIC-4001	4.999	MMSCF

En la tabla N° 9E correspondiente al mes de diciembre 2004, se aprecia una estabilidad con respecto a la temperatura de TEG caliente de retorno y el gas de entrada hacia las contactoras. Los flujos de gas de ingreso a las contactoras, flujos de gas de regeneración hacia las contactoras glicol-gas de regeneración, y los flujos de TEG están dentro de diseño.

Sin embargo, se observa que la temperatura del TEG rico ingresando al tanque Flash se encontraba por debajo de la temperatura de diseño.

Tabla N° 9E

PLANTA DE GAS MALVINAS

REGISTRO DE VARIABLES DE OPERACIÓN - DESHIDRATACIÓN CON GLICOL

Fecha-Hora

12/13/2004 06:00

	TAG	Data	Unidades	Valor máx.
Caudal de gas de Entrada a tren 1	FIC-4130A	234.34	MMSCF	
Caudal de gas de Entrada a tren 2	FIC-4330A	234.19	MMSCF	
Temperatura de gas de entrada a Tren 1	TI-4271	99.72	°F	
Temperatura de gas de entrada a Tren 2	TI-4471	99.74	°F	
Temp. de TEG a Contactor CAF-3110	TIC-3120	102.74	°F	
Temp. de TEG a Contactor CAF-3310	TIC-3320	106.56	°F	
Temp. de TEG en el Reboiler-Tren 1	TIC-3130	386.25	°F	
Temp. de TEG en el Reboiler-Tren 2	TIC-3330	382.94	°F	
Temp. del tanque Flash-Tren1VBD-3180	TI-3180	104.00	°F	135
Temp. del tanque Flash-Tren2 VBD-3380	TI-3380	108.00	°F	135
Temp. del tanque separador de tope VBD-3150	TI-3150	87.00	°F	
Temp. del tanque separador de tope VBD-3350	TI-3350	90.00	°F	
Nivel del Tanque separador de tope	LG-3150	50.00	%	40%
Nivel del Tanque separador de tope	LG-3350	45.00	%	40%
Presión de entrada a Tren 1	PIC-4270	1302.04	Psig	1415
Presión de entrada a Tren 2	PIC-4470	1304.13	Psig	1415
Presión en la contactora de gas de Reg. Tren 1	PI-3800	510.00	Psig	
Presión en la contactora de gas de Reg. Tren 2	PI-4000	510.00	Psig	
Presión Tanque Flash-Tren1	PI-3180	60.00	Psig	60
Presión Tanque Flash-Tren2	PI-3380	48.00	Psig	60
Flujo de TEG Contactor Tren 1	FIC-3120	22.32	GPM	
Flujo de TEG Contactor Tren 2	FIC-3320	23.99	GPM	
Flujo de TEG contactora Reg. Tren 1	FIC-3800	5.00	GPM	
Flujo de TEG contactora Reg. Tren 2	FIC-4000	5.01	GPM	
Flujo de gas de Reg. Tren 1	FIC-3801	6.21	MMSCF	
Flujo de gas de Reg. Tren 2	FIC-4001	6.18	MMSCF	

Tabla N° 9F

PLANTA DE GAS MALVINAS

REGISTRO DE VARIABLES DE OPERACIÓN - DESHIDRATACIÓN CON GLICOL

Fecha-Hora

12/14/2004 12:00

	TAG	Data	Unidades
Caudal de gas de Entrada a tren 1	FIC-4130A	228.59	MMSCF
Caudal de gas de Entrada a tren 2	FIC-4330A	229.73	MMSCF
Temperatura de gas de entrada a Tren 1	TI-4271	98.63	°F
Temperatura de gas de entrada a Tren 2	TI-4471	98.88	°F
Temp. de TEG a Contactor CAF-3110	TIC-3120	112.57	°F
Temp. de TEG a Contactor CAF-3310	TIC-3320	113.08	°F
Temp. de TEG en el Reboiler-Tren 1	TIC-3130	385.48	°F
Temp. de TEG en el Reboiler-Tren 2	TIC-3330	383.18	°F
Presión de entrada a Tren 1	PIC-4270	1293	Psig
Presión de entrada a Tren 2	PIC-4470	1295.16	Psig
Flujo de TEG Contactor Tren 1	FIC-3120	22.34	GPM
Flujo de TEG Contactor Tren 2	FIC-3320	24.07	GPM
Flujo de TEG contactora Reg. Tren 1	FIC-3800	5.001	GPM
Flujo de TEG contactora Reg. Tren 2	FIC-4000	49.997	GPM
Flujo de gas de Reg. Tren 1	FIC-3801	6.22	MMSCF
Flujo de gas de Reg. Tren 2	FIC-4001	6.2	MMSCF

Como se indicó párrafos anteriores las altas temperaturas del TEG para calentar el gas de entrada han ido incrementando las pérdidas excesivas de TEG por vaporización; sobre todo en la estación fría en Malvinas, donde se tenían temperaturas de gas tan bajas en el rango de 60-80°F; entonces era necesario calentar más el TEG para evitar la condensación excesiva de hidrocarburos.

En los meses de clima caliente, la temperatura del gas de entrada aumentó considerablemente llegando a 100°F. Esto ayudó mucho, para poder disminuir la temperatura del TEG; entonces, cuando la temperatura del gas de entrada esta en el rango de 95-100°F, la temperatura del TEG pobre debe ser mantenida en 110°F-115°F para evitar excesivas pérdidas por vaporización.

Sin embargo, a pesar de la disminución de las pérdidas de TEG tras el ajuste de la temperatura del TEG pobre entrante a la contactora, las pérdidas de TEG continuaron en los últimos meses.

El problema ya no era solamente pérdidas excesivas por vaporización del TEG en el gas de entrada, se tenía que seguir buscando y analizando el problema.

Del Registro de Variables de Operación (tabla N° E), se observó que la temperatura del TEG rico que se dirigía al Tanque Flash VBD-3180/3380 estuvo baja alrededor de 100°F. Esta temperatura debería mantenerse en el rango de 130-135°F según las condiciones de diseño.

Esto nos llevo a verificar algunos detalles en el sistema de deshidratación, tales como: Esta el Serpentín del condensador de Reflujo EAL-3140/3340 operando correctamente?, está el bypass del serpentín cerrado?, cual es la temperatura de salida de la Columna de glicol hacia el enfriador de tope de glicol, TI-3160 y TI-3360?. Todas estas interrogantes fueron tomadas en cuenta y se empezó a investigar cada una de ellas

Otro factor anormal de operación y posible indicio de pérdidas de TEG fue la alta temperatura del TEG rico saliendo del Intercambiador de calor EAP-3170/3370. (*Ver Capítulo IV, ítem, 4.2.6. Intercambiador de glicol-glicol*).

Esta temperatura es observada en campo mediante indicadores de temperatura locales llegando a registrar temperaturas hasta 340°F. Esta

temperatura por diseño debería indicar 300°F. El TEG rico precalentando estaba ingresando a la columna despojadora del rehervidor a una temperatura mayor a la de diseño.

Estos indicios pueden verse reflejado en un aumento de temperatura TI-3160 (Tren1) y TI-3360 (Tren2), salida de los vapores de tope de la columna despojadora del reboiler. Esta es una variable que no es observada desde Sala de Control, sino desde Campo; si es muy alta se incrementan las pérdidas de TEG (*Ver Capítulo V, ítem 5.9. Temperatura de la Columna Despojadora (Stripping Still Temperature)*).

Las pérdidas de TEG en la columna Regeneradora de glicol-Still Reboiler, deberían ser insignificantes si la unidad está bien diseñada; si embargo, las pérdidas de TEG en la Columna Regeneradora pueden ser excesivas si el TEG contiene mucho hidrocarburos que es volátil a la temperatura de regeneración. Cuando espuma tiene lugar en el rehervidor, el TEG es llevado fuera a lo largo de la columna del rehervidor con el vapor de agua.

Un análisis del agua de drenaje del Separador de tope de glicol VBD-3150 (Tren 1) y VBD-3350 (Tren 2), debería ser realizado para cuantificar la cantidad de TEG, en caso este presente en el agua de drenaje.

9.1.1.3 Análisis del agua de drenaje del Separador de tope de glicol VBD-3150 y VBD-3350

Para verificar si el exceso de glicol está subiendo por el tope de la columna del rehervidor, una muestra de agua condensada fue colectada y analizada para verificar cuanto glicol contiene. El vapor de agua saliendo del tope de la columna despojadora es condensado por el aerofriador EAL-3160/3360 y recuperado en el Tanque Separador de tope de glicol VBD-3150/3350. La muestra de agua condensada es tomada de la línea de drenaje de este Equipo.

9.1.1.4 Pérdidas de TEG por la contactora glicol-gas de Regeneración⁽⁶⁾

Desde el arranque de la Planta de gas se ha estado experimentando problemas de pérdidas de glicol. Se han intentado varios métodos de operación para reducir las pérdidas del glicol. Se disminuyó el flujo del glicol a la contactora y también se disminuyó el flujo de gas de Regeneración a los caudales mínimos requeridos por condiciones normales de operación.

Durante una oportunidad de parada de Planta se abrió e ingresó en la contactora de glicol-gas de regeneración, CAF-3800/4000 del Tren 1 y 2 respectivamente. Se investigó la instalación del redistribuidor de líquidos (distribution nozzle) y la almohadilla de malla (mesh pad). Se observó que una unión de 2" de diámetro, que es parte del redistribuidor de líquidos, estaba con fuga y sin ajuste. Se piensa que ésta era la causa de la pérdida de glicol y se solicitó una revisión de la compañía y/o del fabricante en esta instalación. La operación de pulsación de las bombas del glicol puede ser la causa para que la unión de 2" este floja, por la vibración y/o a la histéresis del flujo de líquidos, que requerirían una parada periódica de la planta para reparación.

(6) Report 039, Ed Muñoz. Malvinas gas Plant – Regeneration gas Contactor.

9.2 SOLUCIONES PROPUESTAS A LOS PROBLEMAS ENCONTRADOS EN EL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL.

9.2.1 Resultado del análisis del agua de drenaje del Separador de Tope de TEG VBD-3150 y VBD-3350

De los análisis realizados al agua de drenaje del Separador de tope VBD-3150/3350 se obtiene los siguientes resultados:

Tabla N° 10

Porcentaje en peso de TEG en Tanques VBD -3150 y VBD -3350

Tren Criogénico N°	PRUEBA 1	PRUEBA 2	PRUEBA 3	PRUEBA 4
	%peso de TEG	%peso de TEG	%peso de TEG	%peso de TEG
CRIOGENICA 1(VBD-3150)	4.904	2.565	3.614	2.775
CRIOGENICA 2 (VBD-3350)	3.338	2.147	3.066	2.908

Estos porcentajes son superiores al máximo esperado como pérdida de TEG con respecto a la cantidad de agua que se retira del gas (en una operación normal de 0.5% peso). Calculando las pérdidas reales actuales:

9.2.2 Cálculo de pérdidas de TEG

Del Capítulo V, se ha visto que la cantidad de TEG presente no debe exceder del 0.5% en peso, calculado con respecto a la cantidad de agua que se remueve del gas Natural. Es decir, calculamos la cantidad de agua que se está retirando del gas y el 0.5% en peso de esta cantidad es aproximadamente la cantidad de TEG que se pierde en forma regular.

En el Capítulo VIII; se han calculado los contenidos de agua a la entrada y salida del Sistema de Deshidratación con TEG, y también la cantidad de agua removida en cada uno de los trenes Criogénicos. En la Tabla 11 se detallan los cálculos de las pérdidas de TEG:

Tabla N° 11

CALCULO DE PERDIDAS REALES DE TRIETILEN GLICOL (TEG)

PÉRDIDAS DE TEG CON EL VAPOR DE AGUA EN EL STILL REBOILER

Criogénica 1

FECHA	Contenido de agua Inlet-CAF 3310, Lb/MMSCF	Contenido de agua Outlet-CAF 3310, Lb/MMSCF	H ₂ O REMOV. Lb H ₂ O/MMSCF	CARGA A TREN CRYO.MMSCF	GLICOL VDB 3150, %wt	DENSIDAD Lb/Gal	GLICOL PERDIDO Gal/día
14/03/2005	31.555	3.653	27.902	244	4.9045	9.34	35.749
18/03/2005	38.894	4.412	34.482	247	2.5659	9.34	23.390
20/03/2005	43.142	3.516	39.626	235	3.6143	9.34	36.035
13/04/2005	50.91	4.35	46.56	243.6	2.7746	9.34	33.640

Criogénica 2

FECHA	Contenido de agua Inlet-CAF 3110, Lb/MMSCF	Contenido de agua Outlet-CAF 3110, Lb/MMSCF	H ₂ O REMOV. Lb H ₂ O/MMSCF	CARGA A TREN CRYO.MMSCF	GLICOL VDB 3350, %wt	DENSIDAD Lb/Gal	GLICOL PERDIDO Gal/día
14/03/2005	31.555	5.009	26.546	237	3,3382	9.34	22.486
18/03/2005	48.175	3.250	44.918	246	2,1475	9.34	25.406
20/03/2005	46.906	2.882	44.026	235	3,0668	9.34	33.971
13/04/2005	40.95	2.58	38.36	242.7	2,9075	9.34	29.010

PERDIDAS DE TEG POR VAPORIZACIÓN DE CAF 3110 Y CAF-3310

FECHA	CRIO	GLICOL PERDIDO
		Gal/día
14/03/05	1	0.84
18/03/05	1	0.84
20/03/05	1	1.10
total		2.78

FECHA	CRIO	GLICOL PERDIDO
		Gal/día
14/03/05	2	0.84
18/03/05	2	1.23
20/03/05	2	1.23
total		3.30

Observación: Cálculo realizado en Anexo B

**PERDIDAS DE TEG POR VAPORIZACIÓN Y ARRASTRE EN CAF 3800 Y CAF-4000
(CONTACTORA GLICOL-GAS DE REGENERACIÓN)**

No determinadas.

PERDIDA TOTAL DE TEG EN EL SISTEMA

PERDIDA TOTAL POR DÍA	
DÍA 14	59.9 Gal TEG/día
DÍA 18	50.9 Gal TEG/día
DÍA 20	72.3 Gal TEG/día

Tabla 12

CALCULO DE PERDIDAS TEORICAS DE TRIETILEN GLICOL (TEG)

PÉRDIDAS DE TEG CON EL VAPOR DE AGUA EN EL STILL REBOILER

FECHA	Contenido de agua		H2O REMOV. Lb H2O/MMSCF	CARGA A TREN CRYO.MMSCF	GLICOL VDB 3150, %wt	DENSIDAD Lb/Gal	GLICOL PERDIDO Gal/día
	Inlet-CAF 3310, Lb/MMSCF	Outlet-CAF 3310, Lb/MMSCF					
14/03/2005	31.555	3.653	27.902	244	0.5	9.34	3.664
18/03/2005	38.894	4.412	34.482	247	0.5	9.34	4.559
20/03/2005	43.142	3.516	39.626	235	0.5	9.34	4.985
13/04/2005	50.91	4.35	46.56	243.6	0.5	9.34	6.070

FECHA	Contenido de agua		H2O REMOV. Lb H2O/MMSCF	CARGA A TREN CRYO.MMSCF	GLICOL VDB 3350, %w	DENSIDAD Lb/Gal	GLICOL PERDIDO Gal/día
	Inlet-CAF 3110, Lb/MMSCF	Outlet-CAF 3110, Lb/MMSCF					
14/03/2005	31.555	5.009	26.546	237	0.5	9.34	3.367
18/03/2005	48.175	3.250	44.918	246	0.5	9.34	5.915
20/03/2005	46.906	2.882	44.026	235	0.5	9.34	5.538
13/04/2005	40.95	2.58	38.36	242.7	0.5	9.34	4.980

PERDIDAS DE TEG POR VAPORIZACIÓN DE CAF 3110 Y CAF-3310

FECHA	CRIO	GLICOL PERDIDO
		Gal/día
14/03/05	1	0.84
18/03/05	1	0.84
20/03/05	1	1.10
total		2.78

FECHA	CRIO	GLICOL PERDIDO
		Gal/día
14/03/05	2	0.84
18/03/05	2	1.23
20/03/05	2	1.23
total		3.30

Observación: Cálculo realizado en Anexo B

**PERDIDAS DE TEG POR VAPORIZACIÓN Y ARRASTRE EN CAF -3800 Y CAF-4000
(CONTACTORA GLICOL-GAS DE REGENERACIÓN)**

No determinadas.

PERDIDA TOTAL DE TEG EN EL SISTEMA

PERDIDA TOTAL POR DÍA	
DÍA 14	8.71 Gal TEG/día
DÍA 18	12.5 Gal TEG/día
DÍA 20	12.9 Gal TEG/día

9.2.3 Estimación de Costos relacionado con las Pérdidas de TEG en el Sistema.

Tabla N° 13

ESTIMADO DE COSTOS EN LA PÉRDIDAS DE TEG

Factor de Pérdidas de 0.1 Gal/MMscf (pérdidas otras Ptas de gas)		
1 cilindro: 55 Gal	\$ 220.00	
Caudal de gas Procesado	Perdidas diaria	Costo por Galón
480 MMscfd	48 Gal	\$ 4.00
TOTAL DIA	\$ 192.00	
TOTAL ANUAL	\$ 70,080.0	

Factor de Pérdidas de 0.21 Gal/MMscf (pérdidas reales Pta Malvinas)		
1 cilindro: 55 Gal	\$ 220.00	
Caudal de gas procesado	Perdidas diaria	Costo por Galón
480 MMscfd	100.8 Gal	\$ 4.00
TOTAL DIA	\$ 403.2	
TOTAL ANUAL	\$ 147,168.0	

Factor de Pérdidas de 0.03 Gal/MMscf (Sistema Optimizado)		
1 cilindro: 55 Gal	\$ 220.00	
Caudal de gas Procesado	Perdidas diaria	Costo por Galón
480 MMscfd	14.4 Gal.	\$ 4.00
TOTAL DIA	\$ 57.60	
TOTAL ANUAL	\$ 21,024.0	

OBSERVACIÓN:

Los Costos estimados son realizados para ambos Trenes Criogénicos. Para un buen diseño y Operación, las pérdidas de TEG deberían estimarse en el rango de **0.01-0.05 Gal/MMscf**.

9.2.4 Acciones a realizar para corregir las perturbaciones en el sistema

9.2.4.1 Ajuste de la temperatura de tope de la columna del rehervidor (still column reboiler)

Las pérdidas por vaporización en la columna regeneradora de glicol pueden ser minimizadas con una buena condensación del glicol. El glicol entrante o arrastre mecánico puede ser reducido por un mantenimiento apropiado de la columna regeneradora y rehervidor.

9.2.4.1.1 Inspección de los Tanques Flash VBD-3180 y VBD-3380 y del Serpentín de precalentamiento EAL-3140 y EAL-3340. Esta temperatura debería mantenerse en el rango de 130-135°F según las condiciones de diseño.

La temperatura fría del tanque flash es la temperatura del TEG rico (proveniente de la contactora de gas-glicol y de la contactora de glicol-gas de regeneración) que intercambia calor con los vapores que ascienden por la columna despojadora del reboiler. Este TEG rico, como hemos visto, es una corriente de reflujo que se sale del serpentín del condensador EAL-3140/3340; y se dirige al Tanque Flash. La función de esta corriente de Reflujo es enfriar los vapores ascendentes (vapor de agua + vapores de TEG) condensando los vapores de TEG (y no de agua) que ascienden por la columna despojadora, en el momento que se está regenerando el TEG.

El serpentín del condensador de reflujo EAL-3140 (tren 1) y EAL-3340 (tren 2) deben estar operativos (Válvulas de 3" antes y después del EAL-3140/3340, abiertas). El bypass del serpentín normalmente siempre está cerrado (Válvula de 3" de bypass del EAL-3140/3340, cerrada). La temperatura del TEG rico que se dirige al

tanque flash según los registros era demasiado baja debido probablemente a que la corriente de reflujo de TEG rico frío (que proviene de la contactora de glicol y de glicol-gas de regeneración) no está pasando completamente por el serpentín del condensador de reflujo; puede estar la válvula del bypass abierta.

- 9.2.4.1.2 Corregir la alta temperatura del TEG rico saliendo del Intercambiador de calor EAP-3170/3370. En la simulación, la temperatura de salida del intercambiador de calor glicol-glicol EAP-3370 (tren 2) es de 332°F, con la disminución de presión generada del EAP-3370 hacia la columna esto genera un descenso de temperatura hasta llegar a 319°F; incluso con esta disminución, la temperatura sigue siendo mayor a la de diseño.

Dependiendo de la cantidad de reflujo requerido, la temperatura de tope de la columna regeneradora no debería exceder de 210-215°F, para evitar excesivas pérdidas de TEG por vaporización en la columna regeneradora de glicol.

- 9.2.4.1.3 De la simulación realizada en Hysys: Con el uso de stripping gas, y una temperatura de tope en la columna del rehervidor de 225°F se estima 35.52 Gal/día de pérdidas de TEG por el tope de la columna; con un valor de pérdidas de 0.146 Gal/MMscf (Sólo para el tren 2).

También se detalla un make-up (reposición) de TEG de 39.94 Gal/día (1198 Gal/mes); con un valor de pérdidas de 0.1640 Gal/MMscf (Sólo para el tren 2)

9.2.4.2 Eliminar la presencia de Hc's en el TEG.

De los resultados de contenido de Hc's realizados a ambas muestras de TEG notamos que estos son bajos; sin embargo es necesario mantener al mínimo estos valores, para prevenir excesivas pérdidas de TEG. Hidrocarburos arrastrados por la solución de glicol, podrían destellar en el rehervidor e incrementar las pérdidas de glicol, contaminación de glicol y otros problemas operativos.

Verificar la presencia de hidrocarburos y formación de espuma en el rehervidor y la columna regeneradora de glicol (still column reboiler); ya que, como se ha mencionado, las pérdidas de TEG pueden incrementarse considerablemente debido a la presencia de hidrocarburos. Para ello se recomienda tomar muestras de TEG rico antes del ingreso a la columna regeneradora de glicol, realizar el análisis de hidrocarburo y determinar la cantidad que está presente. El análisis de hidrocarburos en TEG puede ser realizado con una frecuencia de cada tres (3) meses. Los análisis de espuma pueden ser realizados in situ para comprobar la existencia de hidrocarburos.

CAPITULO X

CONCLUSIONES

1. El rendimiento del Sistema de Deshidratación del gas Natural con TEG de la Planta de gas Malvinas, a las condiciones de funcionamiento y operación de diseño, está dentro del rango esperado; en la Deshidratación del gas (Se obtiene puntos de rocío de agua en la corriente de gas de salida hasta 12.6 °F (-10.7 °C) y en la regeneración del glicol concentraciones de TEG hasta 99.4% en peso (con el uso de stripping gas).
2. Ha quedado demostrado que a temperaturas mayores a 120 °F del TEG pobre de retorno hacia las contactoras gas-glicol, las pérdidas de TEG por vaporización se incrementan considerablemente, en cantidades mayores a 2.1 Gal/día aproximadamente.
3. Así mismo una excesiva temperatura en el tope de la Columna Regeneradora (Still Column Reboiler) incrementa las pérdidas de TEG. A temperaturas mayores de 215 °F, se encuentra que los porcentajes de TEG en el agua que ha sido recuperada en los tanques separadores de tope son mayores a 0.5% en peso.
4. Del análisis de la Simulación, se comprueba que la corriente "Boilup"(vapores que se están desprendiendo del TEG cuando éste está a su temperatura de burbuja en el rehervidor), presenta aproximadamente 41.31% de TEG y 56.41% de agua y 2.28% de otros componentes.
5. En la Simulación: la corriente "to condense" es el vapor producido en el rehervidor y que entra en contacto con el serpentín de condensador de reflujo EAL-3340; allí se aprecia que en este punto la corriente presenta un contenido de TEG de 7.32% y agua 32.1%. Cuando los vapores salen del condensador de reflujo, gran parte de los vapores de TEG se condensan, finalmente el porcentaje de TEG encontrado en la corriente "water" (vapores

que salen del EAL-3340) es de TEG 0.98% y agua 34.09% en peso. Se aprecia que este porcentaje estimado por la simulación es mayor al porcentaje normal que debiera esperarse (0.5% en peso) de TEG; esto debido a que parte de los vapores de TEG no condensa y es arrastrado con el vapor de agua por el tope de la columna del rehervidor, para finalmente enfriarse y condensar, depositándose en los tanques separadores de tope.

6. Se ha calculado que las “Pérdidas de Trietilen glicol (TEG) por Vaporización” en la contactoras gas - glicol están en un rango de 0.001-0.005 Gal/MMscf a 110°F, por lo que se puede decir que son insignificantes; que es menor que el 5% de la pérdida total de la Planta, asumiendo que están normalmente en un rango de (0.05-0.1 Gal/MMMscf).
7. En promedio el valor de pérdidas actuales de TEG en el Sistema está en el orden de 0.21 Gal/MMscf. Con el sistema optimizado, es decir, reduciendo al máximo las pérdidas de TEG en el sistema de regeneración y controlando la calidad del mismo, la cantidad de pérdidas se reducirían en 0.03 Gal/MMscf. Se aprecia que este último valor incluso es menor que el valor normal aceptable (0.1 Gal/MMscf) presentado por otras Plantas de gas.
8. Optimizar el Sistema de secado del gas Natural con TEG en la Planta de gas Malvinas, presentando un factor de pérdidas de 0.03 Gal/MMscf significaría ahorrar \$126,144.0 al año en consumo de TEG.
9. Es posible optimizar la operación del Sistema de Regeneración del TEG reduciendo la temperatura de tope de la columna regeneradora de glicol (still column reboiler), controlando las causas o factores que conlleven a una alta temperatura de tope. De esta forma, se evitará tener un alto porcentaje de TEG en el agua de los tanques separador de tope de glicol.

10. Los porcentajes de TEG encontrados en los Tanques Separadores de tope de glicol VBD's 3150/3350 están en función de la cantidad de agua removida y la carga de gas al Sistema. De encontrar mayores o menores pérdidas de TEG con el vapor de agua en el still column reboiler dependerá de los dos parámetros mencionados anteriormente.

CAPITULO XI

RECOMENDACIONES

1. Monitorear TEG en el gas de salida de la contactora glicol-gas de regeneración para determinar la existencia de pérdidas de TEG por arrastre con el gas.
2. Es importante mantener la temperatura de contacto de TEG hacia la contactoras gas-glicol en 10-15 °F por encima de la temperatura del gas de alimentación. De esta manera se evitará condensación de hidrocarburos en las contactoras de gas-glicol y se evitará tener pérdidas excesivas de TEG por vaporización.
3. Mantener la temperatura de tope de la Columna Regeneradora (still column reboiler) en el rango de 210-215 °F para evitar excesivas pérdidas de TEG por arrastre con el vapor de agua.
4. Comprobar y verificar las posibles causas de la alta temperatura en el tope de la columna regeneradora de glicol (still column reboiler), para lo cual se deben inspeccionar periódicamente el serpentín del condensador de reflujo EAL-3140/3340, verificar la temperatura del TEG rico frío que se dirige al tanque flash, revisar la temperatura que se encuentra fuera de diseño de los intercambiadores de calor EAP-3170 y EAP-3370. Se recomienda que en la planilla de inspección diaria del área de Operaciones se incluya la temperatura de tope de la columna regeneradora de glicol; de esta manera dependiendo de los valores de temperatura encontrados se procederá a la inspección de los otros parámetros.
5. Verificar la presencia de hidrocarburos y formación de espuma en el rehervidor y la columna regeneradora de glicol (still column reboiler); ya que, como se ha mencionado, las pérdidas de TEG pueden

incrementarse considerablemente debido a la presencia de hidrocarburos. Para ello se recomienda tomar muestras de TEG rico antes del ingreso a la columna regeneradora de glicol, realizar el análisis de hidrocarburo y determinar la cantidad que está presente. El análisis de hidrocarburos en TEG pueden ser realizado con una frecuencia de cada tres (3) meses. Los análisis de espuma pueden ser realizados in situ para comprobar la existencia de hidrocarburos.

BIBLIOGRAFÍA

- LAURANCE REID GAS CONDITIONING CONFERENCE; NORMAN OKLAHOMA.
 - Glycol Degradation in gas Dehydration Services: L.D. Polderman. 1954
 - Fundamentals of Natural gas Dehydration: Frank R. Redus. 1965
 - Dehydration of natural gas: Will Swerdloff. 1967
 - Fundamentals of gas Dehydration: C.V. Mooney. 1968
 - Glycol Dehydration Design Manual: C. Richard Sivalls. 1976
 - Glycol Analysis – Dehydrator Problem Solving: Silvano Grosso, R.L; Pearce and P.D. Hall: 1982
 - Solving Glycol Dehydration Unit Operations Problems by Use of TEG: J.P. Herrin. 1990
 - Operating Glycol Dehydration Systems: Peter Wienninger. 1991
 - Fundamentals of gas dehydration with Glycols Solutions – The Dow Chemical company. R.L. Pearce
 - An update to Analytical Procedures for Quality Control of Triethylene Glycol in Natural gas Dehydration: Martín Madera, Wilhelm Holflinger.

- DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL: MARCÍAS MARTINEZ. Maracaibo – Venezuela.

- INGENIERÍA DEL GAS, PRINCIPIOS Y APLICACIONES: Ingenieros Consultores S.R.L. Maracaibo – Venezuela.

- GAS PROCESSOR SUPPLIES ASSOCIATION (GPSA): Engineering Data Book 11th edition electronic. Volumes I&II. Section 20 – Dehydration

- HOW TO IMPROVE GLYCOL DEHYDRATION: Don Ballard. Coastal Chemical Company. INC.
- GAS DEHYDRATION USING GLYCOL: Manning & Thompson, Vol. I. Chapter 9.
- GAS CONDITIONING AND PROCESSING (GCAP 8th Edition) - Facilities and Analysis Software. John M. Campbell.
- GAS CONDITIONING AND PROCESSING: John M. Campbell. Chapter 18; Glycol Dehydration.
- PARAMETRIC ANALYSIS OF NATURAL GAS DEHYDRATION BY A TRIETHYLENE GLYCOL SOLUTION: P. Gandhisan; Dhahran Saudi Arabia.
- MANUAL MTS FOM1: Acondicionamiento Primario. Pluspetrol Norte S.A,
- MALVINAS GAS PLANT OPERATOR TRAINING: Paragon Engineering Services; H.G. Winningham INC. Houston – Texas.
- GAS PROCESSING, K Arnold and M. Stewart - Design of gas-Handling Systems and Facilities. Chapter 9.
- START-UP MANUAL MALVINAS GAS PROCESSING FACILITY: HBE Job N° 1853. Howe-Baker Engineers, LTD.
- INSTITUTO DE DESARROLLO PROFESIONAL Y TÉCNICO – Extracción de Líquidos del gas Natural: Deshidratación con TEG.

GLOSARIO

- ❑ TEG : Trietilen glicol
- ❑ Clusters: Conjunto de pozos
- ❑ MMscf: Millón de pies cúbicos estándar.
- ❑ Mscfd : Mil pies cúbicos por día
- ❑ Stripping gas : gas de despojamiento
- ❑ Reboiler : rehervidor de glicol
- ❑ glicol Pobre : glicol regenerado o glicol exento de “humedad”
- ❑ glicol Rico: glicol con “humedad” que ha absorbido agua.
- ❑ Slug Catcher: equipo que separa y colecta bolsas de líquidos del gas de entrada a la Planta proveniente de los pozos. Actúa como un gran tanque acumulador que alimenta al separador de condensados y Estabilizadora.
- ❑ MW : Peso Molecular
- ❑ Lb/MMscf : Libras por millón de pies cúbicos estándar
- ❑ GPM : Galones por minuto
- ❑ NTS : Número de etapas teóricas
- ❑ NTSM: Número de etapas teóricas por metro de altura de empaque.
- ❑ Mesh pad: Malla o almohadilla.
- ❑ Wt% : Porcentaje en peso
- ❑ Warm Flare : Quemador de llama caliente
- ❑ p/p: Porcentaje en peso.
- ❑ BETX: Compuestos aromáticos: Benceno, etil benceno, tolueno y xilenos.
- ❑ VOC's: Compuestos orgánicos volátiles.
- ❑ Boilup: Hervor, ebulir.
- ❑ H₂S: Ácido Sulfhídrico.
- ❑ CO₂: Dióxido de carbono.
- ❑ MEG: Monoetilen glicol.
- ❑ DEG: Dietilen glicol.

ANEXOS

ANEXO A

PRUEBA Y RENDIMIENTO DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN

A.1 DETERMINACIÓN DEL PUNTO DE ROCÍO DEL AGUA EN EL GAS MEDIDO POR EL EQUIPO BUREAU OF MINES

Descripción del Equipo

La determinación del punto de rocío en la Planta de gas Malvinas se realiza mediante el equipo Bureau of Mines.

Este equipo consiste de una cámara de metal dentro y fuera de la cual al gas de prueba se le permite fluir a través de válvulas de control A y D. El gas que entra al aparato a través de la válvula A es deflectado por la boquilla B hacia la porción fría del aparato, C. El gas fluye cruzando la cara C y fuera del aparato a través de la válvula D.

La parte C es un “espejo objetivo” de acero inoxidable altamente pulido, refrigerado por medio de una varilla de enfriamiento de cobre, F. El espejo, C, es soldado con plata a un pico en la cámara termométrica, I, la cual es suavemente soldada a la varilla de enfriamiento, F, por medio de una unión cónica. La temperatura del espejo objetivo, C, es indicado por un termómetro de mercurio en vidrio, K, cuyo bulbo encaja perfectamente en la cámara termométrica. La observación del depósito de rocío es hecha a través de la ventana transparente resistente a la presión, E.

Se observará que solo la porción central del espejo objetivo de acero inoxidable, C, está térmicamente unida al acoplamiento, I, a través del cual C es enfriado. Debido a que el acero inoxidable es un conductor térmico relativamente pobre, la porción central del espejo se mantiene a una temperatura ligeramente menor que la porción exterior, causando que el rocío aparezca primero en la porción central del espejo y su detección sea ayudada por el contraste del material proporcionado. También se debe observar el arreglo para la medición de temperatura del espejo objetivo, C. La temperatura se lee con un termómetro o RTD, tipo K, insertado en la

varilla de enfriamiento F, de modo que el bulbo del termómetro esté completamente dentro del pozo del termómetro en acoplamiento, I. La zona a la cual el espejo de metal de acero inoxidable está soldado con plata es una parte de la base de la cámara termométrica, y como no existe contacto metálico entre la cámara termométrica y el tubo de enfriamiento, a no ser con su base, el termómetro indica la temperatura del espejo en lugar de alguna temperatura compromiso influenciada por el gradiente de temperatura a lo largo del tubo de enfriamiento como sería el caso sino se empleara este tipo de construcción.

Procedimiento de la medición

Tomar la muestra representativa del gas en la fuente. No la tome en un punto donde el aislamiento permita al condensado acumularse o de otro modo permitirá que exista un contenido de vapor que no está en equilibrio con la corriente principal o con el suministro de gas, tales como la sorción o desorción de vapores desde la línea de muestreo o desde los depósitos en ese lugar. La temperatura de las tuberías que llevan la muestra directamente desde la fuente de gas hacia el equipo de punto de rocío, o también la temperatura del equipo, debe ser por lo menos 3 °F por encima que el punto de rocío observado. La determinación puede ser hecha a cualquier presión del gas dentro del aparato de punto de rocío. Debe ser conocida con una exactitud apropiada a los requerimientos de la prueba. La presión puede ser leída en un manómetro tipo bourdon, Para presiones muy bajas, para mediciones más exactas se debe usar un manómetro de mercurio o un manómetro de “peso muerto”.

La muestra de gas se introduce a través de la válvula A (Fig), abrir ampliamente esta válvula si la prueba se va a realizar bajo una presión de fuente completa, controlando el flujo por la pequeña válvula de salida, D. La velocidad de flujo no es crítica pero no debe ser tan alta como para que exista una caída de presión medible u objetable a través de las líneas conectoras y del aparato del punto de rocío. Usualmente será satisfactorio un flujo de 0.05 a 0.5 pie³/min (medido a presión atmosférica). Con el gas refrigerante líquido (en nuestro caso nitrógeno líquido) transportado a la válvula de estrangulamiento del enfriador, H, abrir momentáneamente la

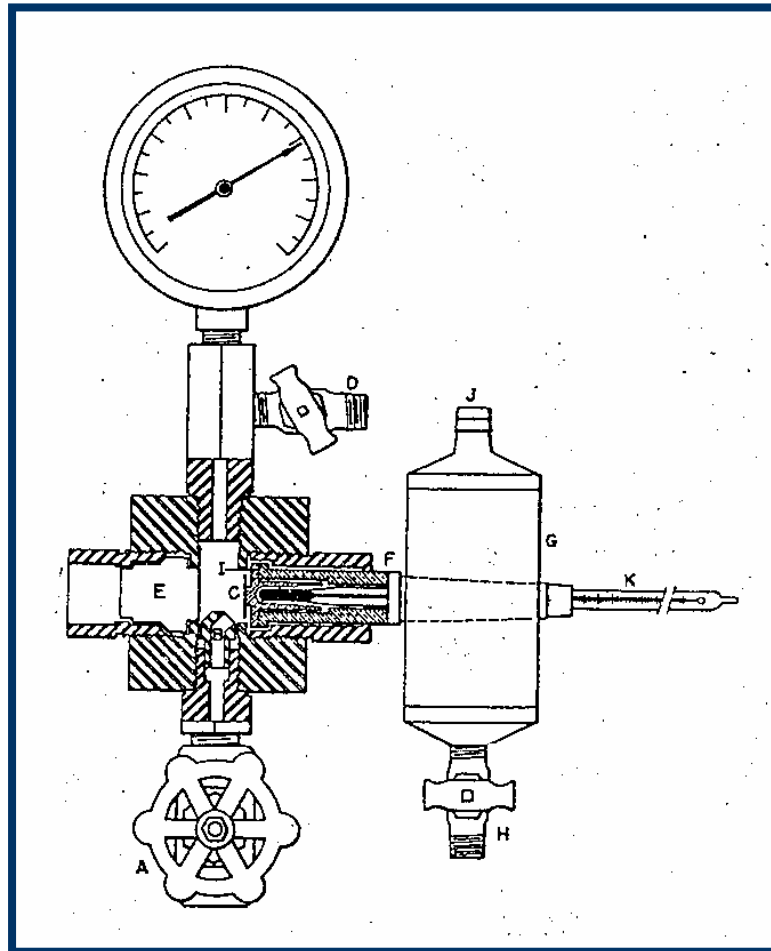
válvula permitiendo que el refrigerante vaporice en el enfriador para producir una adecuada disminución en la temperatura del tubo del enfriador, F, y del espejo objetivo, C, como se indica en el termómetro K. La velocidad de enfriamiento puede ser tan rápida como se desee al hacer una prueba preliminar. Luego de estimar la temperatura de punto de rocío, ya sea por una prueba preliminar o a partir de otro conocimiento, controle la velocidad de enfriamiento o calentamiento de modo que no exceda 1 °F/min cuando esta temperatura se acerca. Para resultados exactos, las velocidades de enfriamiento y calentamiento se deben aproximar las condiciones exotérmicas lo más cerca posible. El método más satisfactorio es enfriar o calentar el espejo objetivo paso a paso. Los pasos de aproximadamente 0.2 °F permiten que las condiciones de equilibrio sean alcanzadas cercanamente y favorecen una determinación exacta. Cuando se ha depositado el rocío, deje que el espejo objetivo caliente a una velocidad comparable a la velocidad de enfriamiento recomendada. Usualmente la velocidad será más rápida que la deseada. Para reducir la velocidad abra la válvula H momentáneamente a intervalos para suministrar enfriamiento, F. Repita los ciclos de enfriamiento y calentamiento varias veces. Se considera que el punto de rocío observado es el promedio aritmético de las temperaturas a la cual se observa que aparece y desaparece el rocío.

Condiciones de Operación

- Rango de Temperatura de Punto de Rocío: Medidor estándar:
Depende del termómetro que se escoja.
Medidor estándar: -200 °F a 200 °F (-129 °C a +93 °C) para modelos 13-075, 13-100 y 13-110.
- Presión de Operación: hasta 5000 psig (34.6 Mpa)

APARATO DE MEDICIÓN DE PTO DE ROCIO
BUREAU OF MINES

Fig. 26



A.2 CÁLCULO DEL CONTENIDO DE VAPOR DE AGUA EN EL GAS

Método Gráfico (GPSA Engineering Data Book 1998)

Se entiende por vapor de agua saturado o el contenido de vapor de agua en equilibrio a la concentración de vapor de agua en una mezcla de gases que está en equilibrio con una fase líquida de agua pura que está saturada con dicha mezcla de gases. Cuando un gas que contiene vapor de agua está a la temperatura del punto de rocío del agua, se dice que está saturado a la presión existente.

El contenido de agua en el gas depende de la presión, temperatura y composición. El efecto de la composición se incrementa con la presión y es particularmente importante si el gas contiene CO_2 y/o H_2S . Por ejemplo: para gases naturales dulces conteniendo por encima de 70% de metano y pequeñas cantidades de hidrocarburos pesados generalmente correlaciones de presión-temperatura son adecuadas para muchas aplicaciones.

La Fig. 27 es un ejemplo de una de ellas, tal es así que dicha correlación ha sido ampliamente usada en el diseño de Deshidratadoras de gas natural “dulce”. Esta fue por primera vez publicado en 1958 y fue basado en datos experimentales disponibles en ese tiempo. La correlación de la gravedad del gas nunca debería ser usada para explicar la presencia de H_2S y CO_2 y quizá, no siempre es adecuado para efectos de ciertos hidrocarburos, especialmente para la predicción del contenido de agua a presiones por encima de 1500 Psia.

Para gas natural dulce el logaritmo del contenido de agua (W) fue graficado vs P y T. Esto fue encontrado que una gráfica de $\log(W)$ vs $1/T$ se aproximaba a una línea recta a una presión dada. La mayoría de gráficas usan logaritmo (W) vs T.

Las Figs. 28 y 29 son este tipo de gráficas. El contenido de agua que se ilustra es la máxima cantidad de que el gas puede contener a la P y T dadas. Esto es, totalmente saturado. La humedad relativa es el 100% o, de otra manera, la temperatura es la temperatura de punto de rocío del agua en el gas a la concentración y presión dadas.

Un cálculo del contenido de agua en gas natural “dulce” basado en las Figuras 28 y 29 se pueden determinar mediante el Software GCAP 8.2 th Edition (*gas Conditioning and Processing, John M. Campbell*)

La tabla N° 14 muestra valores de contenido de vapor de agua desde -40°F a 250°F (-40°C a 121°C) y desde 14.7 psia a 5000 psia (101 a 34475 kPa), cubriendo el rango de la mayoría de aplicaciones de procesamiento de gas natural.

Correlación de Bukacek

Una correlación de los datos disponibles acerca del contenido de agua en equilibrio de los gases naturales ha sido reportada por Bukacek. Se cree que esta correlación es lo suficientemente exacta para los requerimientos de la industria de combustibles gaseosos, excepto para situaciones inusuales donde el punto de rocío es medido a condiciones cercanas a la temperatura crítica del gas. La correlación es una forma modificada de la ley de Raoult que tiene la siguiente forma:

$$W = \left(\frac{A}{P} \right) + B$$

Donde:

W = Contenido de vapor de agua, lb/ millón pie³

P = Presión total, psia,

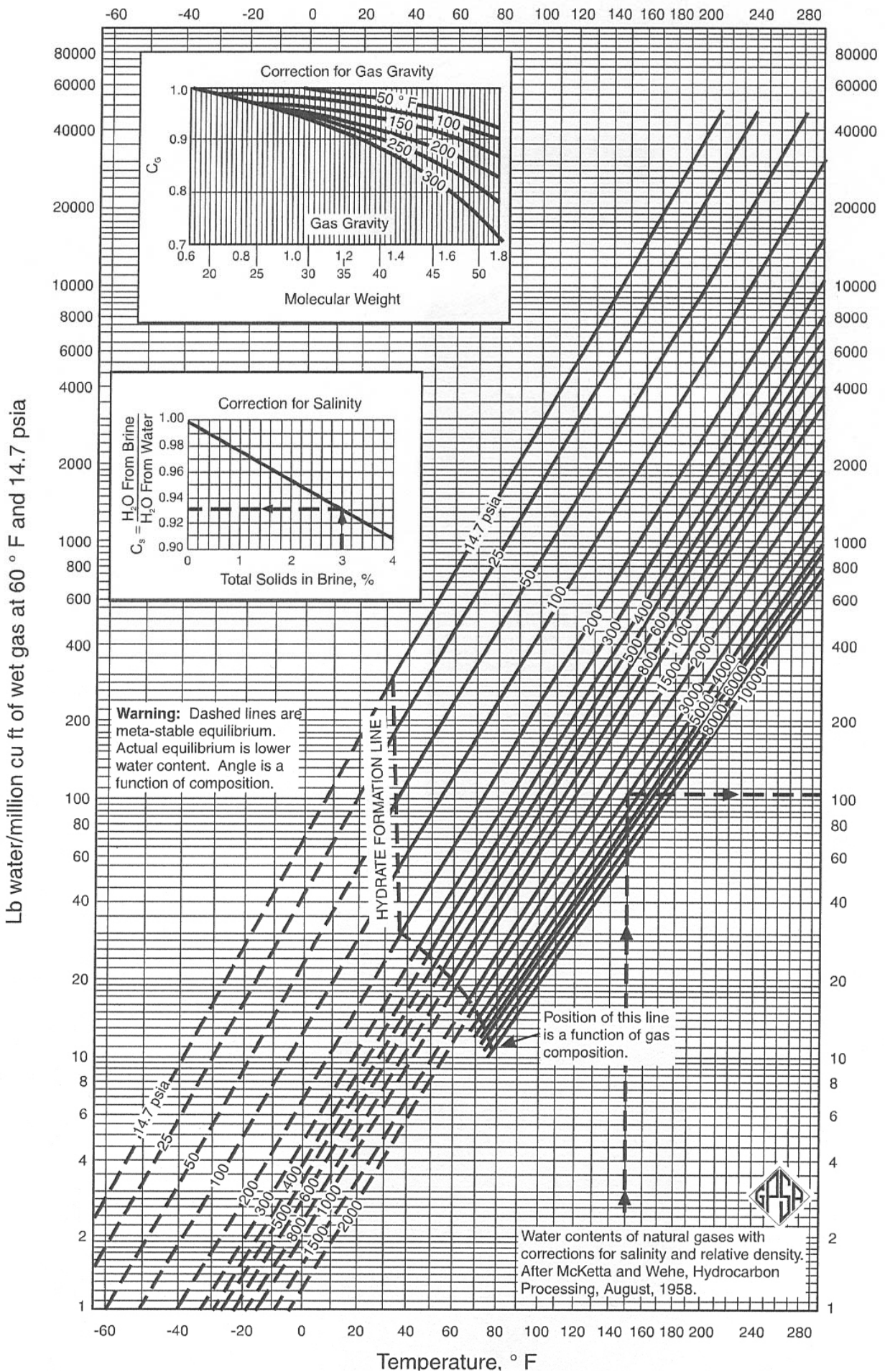
A = Una constante proporcional a la presión de vapor de agua, y

B = Una constante que depende de la temperatura y composición del gas.

La tabla N° 15 muestra valores de las constantes A y B para gases naturales en el rango de temperatura de -40 a 460 °F (-40 a 238 °C)

Fig. 27

Water Content of Hydrocarbon Gas



Ejemplo: A una presión de 1000 psia y temperatura de 120°F la Fig. 27 determina un contenido de agua en el gas de 100 lb/ MMscf. Leída en la tabla N° 14 da un contenido de 104 lb/mmscf. Para la correlación de Bukacek da un contenido de agua de 104.1 Lb/mmscf (A=80 400 y B=23.7). El Software GCAP 8.2 th Edition (gas Conditioning and Processing, John M. Campbell) está basado en las Fig. 28 y 29 da 103.82 lb/mmscf

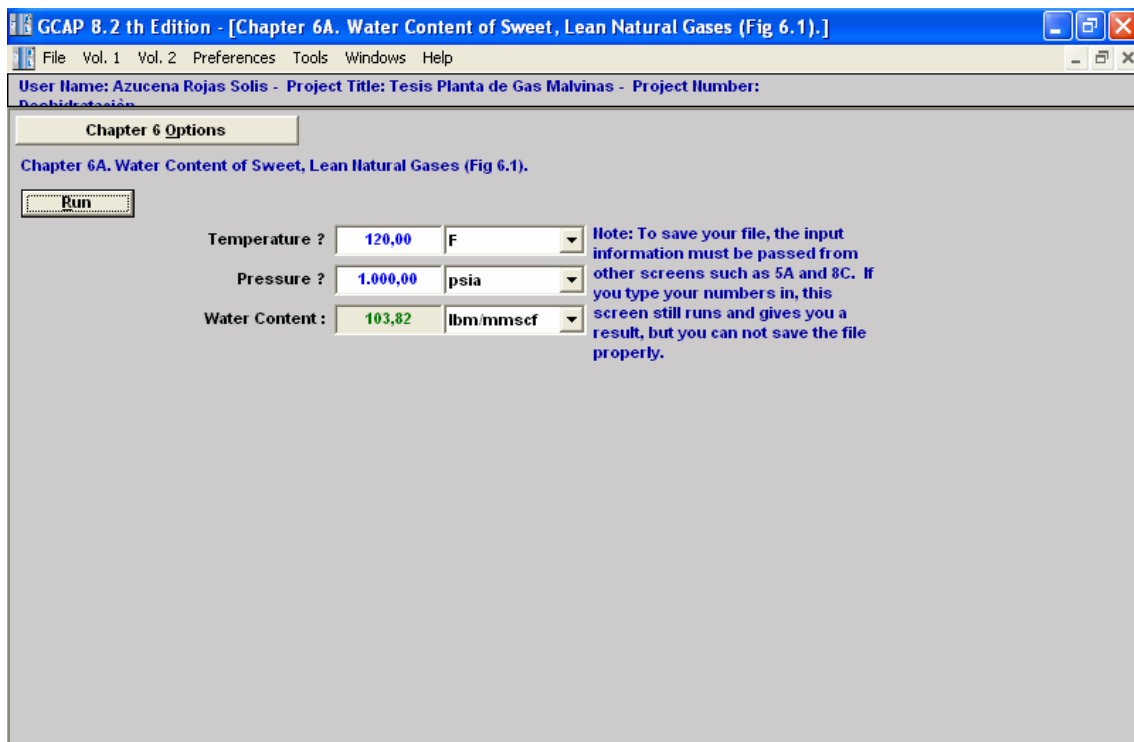


Tabla N° 14

Valores de las Constantes A y B
(Condiciones Base = 14.7 psia, 60°F)

Tempe- ratura, °F	A	B	Tempe- ratura, °F	A	B	Tempe- ratura, °F	A	B
-40	131	0,22	70	17 200	7,17	180	357 000	74,8
-38	147	0,24	72	18 500	7,85	182	372 000	77,2
-36	165	0,26	74	19 700	8,25	184	390 000	79,9
-34	184	0,28	76	21 100	8,67	186	407 000	82,7
-32	206	0,30	78	22 500	9,11	188	425 000	85,8
-30	230	0,33	80	24 100	9,57	190	443 000	88,4
-28	256	0,36	82	25 700	10,0	192	463 000	91,4
-26	285	0,39	84	27 400	10,5	194	483 000	94,8
-24	317	0,42	86	29 200	11,1	196	504 000	97,7
-22	352	0,45	88	31 100	11,6	198	525 000	101
-20	390	0,48	90	33 200	12,2	200	547 000	104
-18	434	0,52	92	35 300	12,7	202	570 000	108
-16	479	0,56	94	37 500	13,3	204	594 000	111
-14	530	0,60	96	39 900	14,0	206	619 000	115
-12	586	0,64	98	42 400	14,6	208	644 000	119
-10	648	0,69	100	45 100	15,3	210	671 000	122
-8	714	0,74	102	47 900	16,0	212	698 000	126
-6	786	0,79	104	50 800	16,7	214	725 000	130
-4	866	0,85	106	53 900	17,5	216	754 000	134
-2	950	0,91	108	57 100	18,3	218	785 000	139
0	1 050	0,97	110	60 500	19,1	220	816 000	143
2	1 150	1,04	112	64 100	20,0	222	848 000	148
4	1 260	1,11	114	67 900	20,9	224	881 000	152
6	1 380	1,19	116	71 800	21,8	226	915 000	157
8	1 510	1,27	118	76 000	22,7	228	950 000	162
10	1 650	1,35	120	80 400	23,7	230	987 000	166
12	1 810	1,44	122	84 900	24,7	232	1 020 000	171
14	1 970	1,54	124	89 700	25,8	234	1 060 000	177
16	2 150	1,64	126	94 700	26,9	236	1 100 000	182
18	2 350	1,74	128	100 000	28,0	238	1 140 000	187

Tabla N° 14

(Continuación)
Valores de las Constantes A y B
 (Condiciones Base = 14.7 psia, 60°F)

Tempe- ratura, °F	A	B	Tempe- ratura, °F	A	B	Tempe- ratura, °F	A	B
20	2 560	1,85	130	106 000	29,1	240	1 190 000	192
22	2 780	1,97	132	111 000	30,3	242	1 230 000	198
24	3 030	2,09	134	117 000	31,6	244	1 270 000	204
26	3 290	2,22	136	124 000	32,9	246	1 320 000	210
28	3 570	2,36	138	130 000	34,2	248	1 370 000	216
30	3 880	2,50	140	137 000	35,6	250	1 420 000	222
32	4 210	2,65	142	144 000	37,0	252	1 470 000	229
34	4 560	2,81	144	152 000	38,5	254	1 520 000	235
36	4 940	2,98	146	160 000	40,0	256	1 570 000	242
38	5 350	3,16	148	168 000	41,6	258	1 630 000	248
40	5 780	3,34	150	177 000	43,2	260	1 680 000	255
42	6 240	3,54	152	186 000	44,9	280	2 340 000	333
44	6 740	3,74	154	195 000	46,6	300	3 180 000	430
46	7 280	3,96	156	205 000	48,4	320	4 260 000	548
48	7 850	4,18	158	215 000	50,2	340	5 610 000	692
50	8 460	4,42	160	225 000	52,1	360	7 270 000	869
52	9 110	4,66	162	236 000	54,1	380	9 300 000	1090
54	9 800	4,92	164	248 000	56,1	400	11 700 000	1360
56	10 500	5,19	166	259 000	58,2	420	14 700 000	1700
58	11 300	5,48	168	272 000	60,3	440	18 100 000	2130
60	12 200	5,77	170	285 000	62,5	460	22 200 000	
62	13 100	6,08	172	298 000	64,8			
64	14 000	6,41	174	312 000	67,1			
66	15 000	6,74	176	326 000	69,5			
68	16 100	7,10	178	341 000	72,0			

ANEXO B

DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS Y RESUMEN DEL START-UP DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL CON TEG-PLANTA DE GAS MALVINAS

B.1 Descripción de los Equipos

- **Los Scrubbers de entrada Tren 1 y 2, VBF-4270 y VBF-4470** tienen una capacidad de 220 MMscfd, con condiciones de diseño de 1415 PSIG y 150°F.
- **Las contactoras de glicol gas Tren 1 y 2, CAF- 3130 y CAF-3330** están diseñadas a 1415 PSIG y 150°F son verticales, de dimensiones 78" D.I. y 48' de altura, sus condiciones operativas son 1285 psig y 110°F, y poseen cada una un lecho empacado para la absorción.
- **Los Tanques Flash de glicol Tren1 y 2, VBD- 3180 y VBD-3380** están diseñados a 150 PSIG y 200°F, son horizontales, de dimensiones de 48" D.I. y 12' de largo, sus condiciones operativas son 60 psig y 137°F.
- **Los Filtros de Cartucho Tren 1 y 2, FAK- 3190/3200 y FAK-3390/3400** están diseñados a 50 PSIG y 129°F, son verticales, para un flujo de 40 GPM, retiene sólidos hasta 25 micrones, con una presión diferencial de trabajo menor a 2 psi.
- **Los Filtros de Carbón Activado Tren1 y 2, FAK- 3210 y FAK-3410** están diseñados a 50 PSIG y 129°F, son verticales, para un flujo de 40 GPM, elimina hidrocarburos arrastrados y trabaja con una presión diferencial menor a 2 psi.

- **Las Torres del rehervidor Tren 1 y 2, CBA-3240 y CBA-3440** están diseñados a 75 PSIG y 450°F, son verticales, de dimensiones 24" D.I. y 14'6" de alto.
- **Los Condensadores de Reflujo de las Torres Tren 1 y 2, EAL-3140 y EAL-3340** son tubos de 2" de diámetro y 100' de largo que en la torre están en forma de serpentín, manejan un flujo de 23,53 Lb/Hr de glicol.
- **Los rehervidores de glicol Tren 1 y 2, EBC-3130 y EBC-3330** están diseñados a 150 PSIG y 575°F (los tubos por los que circula el aceite) y a 150 PSIG y 450°F (la coraza donde estará el glicol), con un flujo de glicol de 23,9 Lb/Hr y de aceite de 34,31 Lb/Hr.
- **Los Intercambiadores de glicol Rico / pobre Tren 1 y 2, EAP-3170 y EAP-3370** son de tipo Tubo-Coraza y están diseñados a 150 PSIG y 450°F (los tubos por los que circula el glicol rico) y a 75 PSIG y 450°F (la coraza donde circula el glicol pobre), con un flujo de glicol rico de 23,3 Lb/Hr y de glicol pobre de 22,56 Lb/Hr.
- **Las Bombas de glicol pobre Tren 1 y 2, PAY-3220/3230 y PAY-3420/3430** son de tipo reciprocantes con una succión de 0.5 PSIG y de descarga de 1360 PSIG, manejan un caudal de 40 GPM, con motores de 480 V, 3 fases, 60 Hz y 50 HP.
- **Los Aeroenfriadores de glicol pobre Tren 1 y 2, EAL-3120 y EAL-3320** los tubos están diseñados a 1415 PSIG y 200°F (los tubos por los que circula el glicol) los aeroenfriadores son de tipo Tiro forzado, trabajan a 17 PSIA.
- **Las contactoras de glicol gas de Regeneración Tren 1 y 2, CAF-3800 y CAF-4000** están diseñadas a 535 PSIG y 150°F son verticales, de dimensiones 24" D.I. y 26' de altura, sus condiciones operativas son 480 psig y 110°F, que tiene un lecho empacado para la absorción.

- **Los Aeroenfriadores de Vapor de Torre de Regeneración Tren 1 y 2, EAL-3160 y EAL-3360** los tubos están diseñados a 50 PSIG y 250°F (los tubos por los que circulan los vapores) los aero son de tipo Tiro forzado, trabajan a 17 PSIA.
- **Los Separadores de Torre de Regeneración Tren1 y 2, VBD-3150 y VBD-3350** están diseñados a 50 PSIG y 150°F, son horizontales, de dimensiones de 24" D.I. y 8' de largo, sus condiciones operativas son 5 PSIG y 120°F.
- **Los Tanques Desgasolinizadoras de Drenaje de glicol Tren 1 y 2, MBJ-3280 y MBJ-3480** están diseñados a 15 PSIG y 15°F de tipo Horizontal de dimensiones 24" D.I. y 9'10" de largo con condiciones operativa de presión atmosférica y temperatura ambiente.
- **Las Bombas de glicol de reinyección Tren 1 y 2, PBE-3290 y PBE-3490** son neumáticas de doble diafragma y con un caudal de 5 gpm.
- **El Tanque de glicol nuevo (para ambos trenes) MBJ-6770** está diseñado a 0,156 PSIG a 100 °F es horizontal de dimensiones 18' de diámetro y 17,7' de altura, sus condiciones operativas son a presión atmosférica y temperatura ambiente con una capacidad de 736 Barriles.
- **Las Bombas de glicol de inyección (ambos trenes), PAY-6780/6790** (progressive cavity horizontal pumps) con un a capacidad de 15 gpm con motor de 7,5 HP.
- **Los Filtros de Aceite para glicol Tren1 y 2, FAJ- 3270 y FAJ-3470** están diseñados a 150 PSIG y 150°F, son verticales, trabajan con una presión diferencial menor a 2 psi.

B.2 Resumen del Start Up del Sistema de Deshidratación con TEG

A continuación se detalla un resumen del arranque del Sistema de Deshidratación con TEG en la Planta de Procesamiento de gas Malvinas

INLET GAS SEPARATION AND GLYCOL CONTACTOR	SEPARACIÓN DE GAS DE ENTRADA Y EL CONTACTOR DE GLICOL
PURPOSE OF THIS SECTION	PROPOSITO DE ESTA SECCION
<p>This step will pressurize and put into service the following equipment:</p> <p style="padding-left: 40px;">Inlet Scrubber Cryo #1, VBF-4270</p> <p style="padding-left: 40px;">Inlet Filter Separator, FBD-3100</p> <p style="padding-left: 40px;">Glycol Contactor, CAF-3110</p>	<p>Este paso presurizará y pondrá en servicio el siguiente equipo:</p> <p style="padding-left: 40px;">Scrubber de Entrada Cryo #1, VBF-4270</p> <p style="padding-left: 40px;">Filtro Separador de Entrada, FBD-3100</p> <p style="padding-left: 40px;">contactora de glicol, CAF-3110</p>
PRECONDITIONS	CONDICIONES PREVIAS
<p>This procedure is written with the understanding that the front end of the plant is pressured with 500 psig gas up to SDV-4270.</p> <p>Valves initially to be set in accordance with P&ID's</p> <p style="padding-left: 40px;">PCAM-360-PL-Y- 305</p> <p style="padding-left: 40px;">PCAM-320-PL-Y-3001</p> <p style="padding-left: 40px;">PCAM-320-PL-Y-3002</p>	<p>Este procedimiento fue escrito con el entendimiento que la primera parte de la planta esta presurizada con gas a 500 psig hasta la SDV-4270.</p> <p>Inicialmente las válvulas deberán ser posicionadas de acuerdo a los P&ID's</p> <p style="padding-left: 40px;">PCAM-360-PL-Y- 305</p> <p style="padding-left: 40px;">PCAM-320-PL-Y-3001</p> <p style="padding-left: 40px;">PCAM-320-PL-Y-3002</p>

PROCEDURES	PROCEDIMIENTOS
<ul style="list-style-type: none"> a. Check that SDV-4270 is open – Wet gas Header to Cryo #1. b. Open 2" valve 360043 c. Then slowly open 2" valve 360042 to flow gas around 16" valve 36001 d. On Inlet Filter Separator FBD-3100 verify (manually in the field) that all level instrument and valves are operating normally. e. There should be no liquid levels at this time. f. Observe PI-3110 on Glycol Contactor CAF-3110. When the pressure is equal to pressure upstream of SDV-4270 the system is ready to start. g. Open 16" valve 36001 on main Wet gas Header. h. Close 2" bypass valves 360043 and 360042 	<ul style="list-style-type: none"> a. Revisar que la SDV-4270 (Cabezal de gas Húmedo a Crío #1) esté en posición abierta b. Abrir la válvula 360043 de 2" c. Después abrir lentamente la válvula 360042 de 2" para suministrar gas alrededor de la válvula 36001 de 16". d. Verificar (manualmente en el campo) en FBD-3100 (Filtro Separador de Entrada) que todo instrumento de nivel y válvulas están operando normalmente. e. No deberá haber niveles de liquido en este momento. f. Observar PI-3110 en Contactor de glicol CAF-3110. Cuando la presión es igual a la presión aguas arriba de SDV-4270 el sistema está listo para operación. g. Abrir la válvula 36001 de 16" en el Cabezal principal de gas Húmedo. h. Cerrar la válvulas 360043 y 360042 de 2" de bypass.
<p>The system is ready for automatic operation. When liquid builds up in either VBF-4270 or FBD-3100, the level control system will maintain a constant level. CAF-3110 will receive TEG from the TEG regeneration system and will maintain a constant glycol level.</p>	<p>El sistema está listo para operación automática. Cuando el líquido se va almacenando o estancando en VBF-4270 o FBD-3100, el sistema de control de niveles mantendrá un nivel constante. CAF-3110 recibirá TEG de el sistema de generación de TEG y mantendrá un nivel de glicol constante.</p>

GLYCOL DEHYDRATION SYSTEM	SISTEMA DE GLICOL (CIRCULACIÓN Y REGENERACIÓN)
PURPOSE OF THIS SECTION	PROPOSITO DE ESTA SECCION
<p>This step will fill the system with glycol, and put into operation the following equipment:</p> <ul style="list-style-type: none"> Glycol Tank, MBJ-6770 Glycol Drain Sump Tank, MBJ-3280 Glycol Sump Pump, PBE-3290 Glycol Sump Pump Filter, FAJ-3270 Glycol Contactor, CAF-3110 Lean Glycol Cooler, EAL-3120 Regeneration gas Glycol Contactor, CAF-3100 Glycol Flash Tank, VBD-3180 Glycol Carbon Filter, FAK-3210 Glycol Sock Filters, FAK-3190/3200 Glycol Circulation Pumps, PAY-3220/3230 Rich/Lean Glycol Exchanger, EAP-3170 Glycol Regeneration Still, CBA-3240 Glycol Reboiler, EBC-3130 Glycol Overhead Cooler, EAL-3160 Glycol Overhead Separator, VBD-3150 	<p>Este paso llenará el sistema con glicol, y pondrá en operación el siguiente equipo:</p> <ul style="list-style-type: none"> Tanque de glicol, MBJ-6770 Tanque colector de glicol MBJ-3280 Bomba del Tanque colector de glicol PBE-3290 Filtro para la Bomba del Tanque Colector de glicol, FAJ-3270 Contactador de glicol, CAF-3110 Enfriador de glicol Pobre, EAL-3120 Re-Generación del Contactor de gas glicol, CAF-3100 Tanque "Flash" Separador de glicol, VBD-3180 Filtro de carbón de glicol, FAK-3210 Filtros "Sock" de glicol, FAK-3190/3200 Bomba de Circulación de glicol, PAY-3220/3230 Cambiador de glicol Rico/Pobre, EAP 3170 Destiladora de Regeneración de glicol, CBA-3240 "Reboiler" de glicol, EBC-3130 Enfriador de Cima de glicol, EAL-3160 Separador de Cima de glicol, VBD-3150

Glycol Still Overhead Condenser, EAL-3140	Condensador Primario (Cima) de Destiladora de glicol, EAL-3140
PRECONDITIONS	CONDICIONES PREVIAS
<p>This procedure is written with the understanding that</p> <p>The Glycol Contactor, CAF-3110 has been pressurized with gas to 500 psig and</p> <p>Glycol Tank, MBJ-6770 contains enough glycol to fill the system (glycol may have to be added to MBJ-6770 in order to fill the system)</p> <p>Valves initially to be set in accordance with P&ID's</p> <p>PCAM-320-PL-Y-3003</p> <p>PCAM-330-PL-Y-3003</p> <p>PCAM-320-PL-Y-3002</p> <p>PCAM-360-PL-Y-305, and</p> <p>PCAM-455-PL-Y-072.</p>	<p>Este procedimiento fue escrito con el entendimiento de que</p> <p>El Contactor de glicol, CAF-3110 ha sido presurizado con gas a 500 psig y El Tanque de glicol MBJ-6770 contiene suficiente glicol para llenar el sistema (posiblemente habrá que añadir glicol al MBJ-6770 para llenar el sistema)</p> <p>Inicialmente, las válvulas deberán ser puestas o posicionadas de acuerdo con los P&ID's</p> <p>PCAM-320-PL-Y-3003</p> <p>PCAM-330-PL-Y-3003</p> <p>PCAM-320-PL-Y-3002</p> <p>PCAM-360-PL-Y-305, y</p> <p>PCAM-455-PL-Y-072.</p>
PROCEDURES	PROCEDIMIENTOS
<u>GLYCOL CIRCULATION</u>	<u>RECIRCULACIÓN DE GLICOL</u>

<p>The Glycol Reboiler (EBC-3130) should be filled with triethylene glycol (TEG) to an appropriate level to provide circulation to the Inlet gas Glycol Contactor (CAF-3110) and the Regeneration gas Contactor (CAF-3800).</p> <p>The Reboiler will be filled from Glycol Tank, MBJ-6770 with Glycol Pumps, PAY-6780/6790. The fill connection is on the top of the Reboiler. Additional glycol will have to be added as circulation is established throughout the system.</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Verify that the Reboiler EBC-3130 has been filled from Glycol Tank, MBJ-6770. Additional glycol will have to be added as circulation is established throughout the system. b. Confirm that the Glycol Circulation Pumps (PAY-3220/PAY-3420) are lubricated and ensure they are ready for start-up. c. Supply fuel gas to the Glycol Overhead Separator (VBD-3150) by opening the 1" block valve upstream of PCV-3150. Verify on PI-3150 that the fuel gas blanket PCV provides 0.5 psig on the Separator, controlled by PCV-3150. 	<p>El rehervidor de glicol (EBC-3130) deberá ser llenado con Trietilen-glicol (TEG) a un nivel apropiado para proveer circulación a la entrada / toma del Contactor del gas glicol (CAF-3110) y el Contactor de Regeneración de gas (CAF-3800).</p> <p>El rehervidor será llenado desde el Tanque de glicol MBJ-6770 con las bombas de glicol PAY-6780/6790. La conexión de llenado se localiza en la parte superior del rehervidor. glicol adicional deberá ser añadido cuando la circulación ha sido establecida en todo el sistema.</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Verificar que el rehervidor EBC-3130 ha sido llenado del tanque de glicol MBJ-6770. Se tendrá que añadir glicol adicional una vez que se establezca la circulación a través del sistema. b. Confirmar que las Bombas de Circulación de glicol (PAY-3220/ PAY-3230) están lubricadas adecuadamente y asegurarse que están listas para el arranque. c. Suministrar gas combustible al Separador de Cima de glicol (VBD-3150) abriendo la válvula de Bloqueo aguas arriba del PCV-3150. Verificar en PI-3150 que un manto de gas combustible mantenga 0.5 psig en el Separador controlado por PCV-3150.
--	--

<p>d. Supply fuel gas to the Glycol Flash Tank (VBD-3180) by opening the 1" block valve upstream of PCV-3180. Verify on PI-3180 that the Glycol Flash Tank has been pressurized to 50 psig through PCV-3180.</p> <p>e. Confirm that all suction and discharge valves on the Glycol Circulation Pumps (PAY-3220/3230) are fully open.</p> <p>f. Start the Glycol Circulation Pumps (PAY-3220/3230), and monitor the level in the surge section of the Glycol Reboiler, with glycol make-up as required.</p> <p>g. When the glycol level in the Glycol Contactor (CAF-3110) and the Regeneration gas Contactor (CAF-3800) shows in the gauge glass, put the liquid level controllers LIC-3110 and LIC-3800 to "Automatic" to maintain the level in both of the contactors.</p> <p>h. The unit is now ready to go into service.</p>	<p>d. Suministrar gas combustible al Tanque de glicol "Flash" (VBD-3180) abriendo la válvula de bloqueo de 1" aguas arriba de la PCV-3180. Verificar en PI-3180 que los Tanques "Flash" de glicol han sido presurizados hasta 50 psig mediante la PCV-3180.</p> <p>e. Confirmar que todas las válvulas de succión y descarga en las Bombas de Circulación de glicol (PAY-3220/3230) están completamente abiertas.</p> <p>f. Arrancar las Bombas de Circulación de glicol (PAY-3220/3230) y vigilar el nivel en la sección de 'surge' de rehervidor de glicol, añadiendo glicol según sea necesario.</p> <p>g. Cuando el nivel de glicol en el Contactor de glicol (CAF-3110) y el Contactor de Regeneración de gas (CAF-3800) se vea en el tubo indicador, poner los controladores de nivel de líquidos LIC3110 y LIC-2800 en 'AUTOMATICO' para mantener el nivel en ambos Contactos.</p> <p>h. En este momento, la unidad esta lista para ser puesta en servicio.</p>
--	--

The Glycol Flash Tank and Glycol Reboiler levels must be watched closely while filling the system. Do not overfill the system on start up but fill slowly and keep close observation of all level glasses and level controls.

GLYCOL REGENERATION

Verify that Lean Glycol Cooler, EAL-3120 fans are started. Set the TIC-3120 automatic temperature controlled louvers at 10°F warmer than inlet gas.

Verify that Glycol Overhead Cooler, EAL-3160 manually-set louvers are open.

Using the following procedure, the Glycol Reboiler (EBC-3130) can now be placed into service to regenerate the glycol.

The Hot Oil System should already be in service and running. Hot oil at 525°F will be used to reboil the glycol in the Glycol Reboiler.

El nivel del Tanque "Flash" Separador de glicol y el "Reboiler" de glicol deberá ser observado detalladamente cuando se este llenado el sistema. No se debe sobrellenar el sistema en el arranque o puesta en marcha, pero llénelo cuidadosamente y observe siempre los tubos indicadores y los controles de nivel.

REGENERACIÓN DE GLICOL

Verificar que arranquen los ventiladores del Enfriador de glicol Pobre, EAL-3120. Ajustar TIC-3120 rejillas de control de temperatura automática en 10°F más caliente que el gas de entrada.

Verificar que en el Enfriador de tope de glicol, EAL-3160 las rejillas manuales de control de temperatura están abiertos

Usando el procedimiento que sigue, el rehervidor de glicol (EBC-3130) puede ponerse en operación en este momento para regenerar el glicol.

El Sistema de Aceite Caliente debería ya estar en servicio y en marcha. Aceite Caliente a 525°F será usado para recalentar el glicol en el rehervidor de glicol.

<p>a. Using the manual control of TIC-3130, slowly increase the hot oil flow to the Glycol Reboiler to provide a slow boil-up flujo and to avoid thermal shock.</p> <p>b. The temperature of the glycol in the Glycol Reboiler should be monitored carefully during the start-up of this unit</p> <p>c. Continue to increase hot oil flow through the Glycol Reboiler in small stepwise increments at approximately 50°F per hour, until the temperature of the glycol from the Reboiler is approximately 400°F.</p> <p>d. TIC-3130 can now be switched from the manual to automatic control mode.</p>	<p>a. Usando el control manual del TIC-3130, incremente lentamente el flujo de aceite caliente al “Reboiler” de glicol para proveer un régimen despacio de ebullición y evitar un “shock” térmico.</p> <p>b. La temperatura del glicol en el rehervidor de glicol deberá ser observada cuidadosamente durante la puesta en marcha de la unidad.</p> <p>c. Continúe incrementando el flujo aceite caliente mediante el rehervidor de glicol en incrementos pequeños (aproximadamente 50°F por hora) hasta que la temperatura del glicol del Reboiler sea aproximadamente 400°F.</p> <p>d. En este momento el TIC-3130 puede ser cambiado de control manual a automático.</p>
--	---

As heat is added to the Glycol Reboiler, the glycol solution will begin to boil, sending steam and glycol vapors up through the Glycol Regeneration Still (CBA-3240).

The overhead glycol vapors and some of the steam vapors will be condensed by the Glycol Still Reflux Condenser (EAL-3140) coil by cool, rich glycol from the Glycol Contactor, CAF-3110.

This reduces the amount of glycol losses to the overhead vapors, and the amount of TEG make-up required.

Glycol Drain Sump Tank, MBJ-3280 will receive glycol from several points in the system and may be used to lower levels in several of the system vessels.

The glycol may be put back into Glycol Reboiler, FBC-3130 through Glycol Sump Pump, PBE-3290.

Mientras se añade calor al rehervidor de glicol, la solución de glicol empezará a hervir, mandando vapores de agua y de glicol hacia el Alambique de Regeneración de glicol (CBA-3240).

Los vapores de glicol y vapores de agua serán condensados por el Condensador de Reflujo del Alambique de glicol (EAL-3140) mediante el serpentín de glicol rico y frío del Contactor de glicol, CAF-3110.

Esto reduce la cantidad de pérdida de glicol a los vapores, y la cantidad de TEG adicional requerida.

El Tanque Colector Drenaje de glicol, MBJ-3280 recibirá glicol de varios puntos del sistema y puede ser usado para disminuir niveles en varios de los recipientes del sistema.

El glicol puede ser regresado al rehervidor de glicol, FBC-3130 mediante la Bomba del Tanque recolector de glicol, PBE-3290.