

**EVALUACIÓN DE RIESGOS ASOCIADOS A BTEX
DE UNA PLANTA DE GAS – CASO PRÁCTICO**

HERNÁN RICARDO SÁNCHEZ GARCÍA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DE GAS
BUCARAMANGA**

2017

**EVALUACIÓN DE RIESGOS ASOCIADOS A BTEX
DE UNA PLANTA DE GAS – CASO PRÁCTICO**

HERNÁN RICARDO SÁNCHEZ GARCÍA

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

Director

NICOLÁS SANTOS SANTOS

Magister en ingeniería de hidrocarburos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DE GAS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios quien me guía en todo momento. A mi esposa y mis hijos que sacrificaron tiempos valiosos para apoyarme en el cumplimiento de esta meta.

Hernán R. Sánchez

AGRADECIMIENTO

Agradezco a MASA por su valioso apoyo para cursar esta especialización.

A mis compañeros Jovanna Franco, Sergio López y Francisco Dusán, por sus valiosos aportes para este trabajo.

Contenido

INTRODUCCIÓN

1. ANTECEDENTES.....	13
2. GENERALIDADES	15
2.1. DESHIDRATACIÓN DEL GAS	15
2.2. BTEX.....	17
2.2.1. Descripción	17
2.2.2. Riesgos para la salud humana	17
2.2.3. Control de BTEX	19
3. DESARROLLO DEL PROYECTO.....	21
3.1. PLANTA BAJO ESTUDIO	21
3.1.1. Flujo del proceso en la planta.....	21
3.2. PROCESO BAJO ESTUDIO	22
3.2.1. Inhibición de hidratos	23
3.2.2. Regeneración del glicol.....	24
3.2.3. Vapor de agua.....	26
3.3. PLANTEAMIENTO DE LA SIMULACIÓN	26
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	30
4.1. VAPOR DE AGUA GENERADO	30
4.2. BTEX GENERADOS	31
5. FACILIDADES EXISTENTES	34
5.1. DESCRIPCIÓN	34
5.2. REVISIÓN DEL DISEÑO.....	36
5.3. REVISIÓN DE LA OPERACIÓN	37
6. VALORACIÓN DEL RIESGO.....	39
7. CONCLUSIONES	44
8. RECOMENDACIONES.....	46

BIBLIOGRAFÍA

Figuras

Figura 1. Inhibición de hidratos con inyección de glicol.....	16
Figura 2. Control de BTEX.....	19
Figura 3. Diagrama general de proceso de planta bajo estudio	22
Figura 4. Diagrama general del proceso bajo estudio.....	22
Figura 5. Inyección de glicol para inhibición de hidratos	23
Figura 6. Regeneración del glicol	25
Figura 7. Detalle PSV en torre destiladora.....	25
Figura 8. Generación de vapor de agua.....	26
Figura 9. Simulación en PROMAX	28
Figura 10. Vapor de agua generado Vs. flujo de entrada.....	30
Figura 11. Vapor de agua generado Vs. Inyección de MEG.....	31
Figura 12. Benceno y Tolueno en vapor de agua.....	33
Figura 13. Etilbenceno y Xilenos en vapor de agua	33
Figura 14. Falla en empaque de PSV (antes Vs. después)	34
Figura 15. Separador control vapor de agua existente	35
Figura 16. Ensamble revisión diseño	36
Figura 17. Termograma torre destiladora.....	37
Figura 18. Termograma separador bifásico.....	38
Figura 19. Termograma descarga a cabezal de stack.....	38
Figura 20. Altura salida de vapor de agua	40
Figura 21. Rosa de los vientos Neiva 2011	40
Figura 22. Ubicación del regenerador de glicol.....	41
Figura 23. Dispersión Gaussiana de contaminantes.....	42

Tablas

Tabla 1. Tabla Z-2 del estándar OSHA 1910.1000	18
Tabla 2. Condiciones de entrada al proceso	23
Tabla 3. Cromatografía gas de entrada planta.....	27
Tabla 4. Composición promedio vapor de agua.....	31
Tabla 5. Distribución de BTEX en corrientes de la planta	32
Tabla 6. Composición de BTEX en vapor de agua.....	32
Tabla 7. Resultados simulación separador	36
Tabla 8. Umbrales contaminantes no convencionales en Colombia	43

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE RIESGOS ASOCIADOS A BTEX DE UNA PLANTA DE GAS – CASO PRÁCTICO*

AUTOR: HERNÁN RICARDO SÁNCHEZ GARCÍA**

PALABRAS CLAVE: Inhibición de hidratos, BTEX, simulación de procesos, regeneración de glicol, PROMAX.

En el presente trabajo se analiza la generación de vapor de agua en la regeneración del glicol en la inhibición de hidratos para el procesamiento de gas asociado, con el fin de determinar el contenido de BTEX y establecer el riesgo de exposición del personal que labora en la planta.

Se levanta la información en campo y se realiza la simulación en PROMAX para diferentes escenarios de operación de la planta en cuanto a gas de entrada e inyección de glicol para la inhibición de hidratos.

Con los resultados de la simulación, se analiza la cantidad de BTEX presente en las diferentes corrientes de la planta como gasolina natural, gas ventas y vapor de agua producto de la regeneración de glicol.

Asimismo, se hace la caracterización de la corriente de vapor de agua para determinar el contenido de cada uno de los componentes de los BTEX para el escenario más probable de operación.

Con el flujo de vapor obtenido se hace un análisis de las facilidades existentes para evaluar su capacidad de conducción de este vapor a un lugar seguro y se evalúan los escenarios en los cuales existe exposición del personal al contaminante.

Finalmente, mediante el uso de un modelo gaussiano de dispersión, se evalúa la cantidad de BTEX en relación a la dirección predominante del viento en la zona y los límites permitidos por OSHA para la salud de las personas. Con esta información, se define el nivel de riesgo al cual está expuesto el personal de la planta, en condiciones normales de operación y se brindan las recomendaciones para mejorar el sistema.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Nicolás Santos Santos. Magister en ingeniería de hidrocarburo

SUMMARY

TITLE: EVALUATION OF BTEX RISK FOR A GAS PLANT - A REAL CASE*.

AUTHOR: HERNÁN RICARDO SÁNCHEZ GARCÍA**

KEY WORDS: Hydrate inhibicion, BTEX, process simulation, glycol regeneration, PROMAX.

This document analyses the workers health risk as a consequence of exposition of BTEX with water steam flow from glycol regeneration into the hydrate inhibition process in a gas treatment plant.

The gas treatment plant has more tan five years of continuos operation with different scenaries of flow. However, a BTEX risk analysis has not developed already.

A complete field data collection was made, in order to check differences between desing and the as built facilities for hydrate inhibition.

With the field information, we do a PROMAX study case simulation for different sceneries of inlet gas and glycol injection.

A BTEX content evaluation is made for the gas treatment plant streams: Natural gasoline, Sales gas and Water Steam from glycol regeneration.

Likewise, a composition study is made for BTEX into de the water vapour stream using the most likely operation scenery, according to the historical data.

Actual facilities are evaluated checking the capability to evacuate the water steam until a safe place without a risk for people.

Finally, by using a gaussian dispersion model, workers health risk is evaluated from BTEX considering the OSHA limits and wind direction. With this information, we do recommendations for a safe performance of these facilities.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Nicolás Santos Santos, Magister in hydrocarbon engineering

INTRODUCCIÓN

La exposición de los trabajadores a peligros que pueden generar un accidente de trabajo o una enfermedad profesional es alta en el sector de *Gas y Petróleo*, en especial cuando se trata de facilidades para el tratamiento y procesamiento de gas natural. Muchos peligros como las presiones atrapadas, la presencia de atmósferas peligrosas o la exposición del personal a gases o vapores nocivos para la salud, son de gran preocupación para la industria, toda vez que se requieren operaciones limpias, libres de afectación a las personas o al medioambiente. La generación de BTEX a partir del proceso de deshidratación o de la inhibición de hidratos del gas natural y la potencial exposición de los trabajadores a una atmósfera contaminada resulta ser de mayor preocupación, por tratarse de sustancias que contribuyen a la generación de cáncer y siguen siendo objeto de investigación por los entes de control.

En ese sentido, es crucial realizar un análisis riguroso para dimensionar el riesgo real de los trabajadores ante BTEX, evaluando si los controles existentes son suficientes para mitigar el riesgo y encaminar acciones tendientes a controlarlo, garantizando así que las actividades de mantenimiento y operación se sigan ejecutando satisfactoriamente en la planta, sin exponer a los trabajadores a un peligro que puede generar afectación futura a su salud.

1. ANTECEDENTES

En los últimos años, ha existido un interés en mejorar los procesos de inhibición de hidratos de gas con glicol en las plantas de tratamiento de gas². Esto en razón a que más allá de las etapas de precomisionamiento, comisionamiento y puesta a punto de los equipos y sistemas de una planta, se debe evaluar su desempeño frente a estándares internacionales y a las buenas prácticas de la industria. Si bien es cierto que, en la etapa de estabilización de una planta de tratamiento y procesamiento de gas, se busca ambiciosamente que se cumplan con las expectativas de diseño frente a funcionalidad y eficiencia, lo cual demanda todos los esfuerzos posibles; una vez se alcanza dicha estabilidad, se hace necesario analizar otros factores que pueden generar riesgo para el negocio, por su potencial de afectación a la salud, al medioambiente o a los activos de la compañía.

Uno de los aspectos más relevantes a considerar cuando se realizan estos análisis es el comportamiento del glicol³ para cumplir su función como secuestrante de agua de forma eficiente, procurando las mínimas pérdidas y la mayor eficiencia del sistema, que permita prevenir problemas en procesos posteriores, como la generación de hidratos en el proceso de control de punto de rocío.

Esto último, trae como consecuencia que se valore la capacidad de regeneración del glicol para que no ocurra una degradación del mismo, y se tengan las menores pérdidas posibles. Es allí donde toma importancia el manejo que se dé operativamente al agua transportada por el glicol rico y el posterior manejo del vapor de agua, producto de la regeneración.

La Agencia para la protección del medioambiente de los Estados Unidos (EPA), a partir de 1990 incluyó los BTEX como elementos contaminantes del aire y nocivos para la salud humana. También ha liderado algunos estudios⁴ para determinar el aporte de plantas de deshidratación de gas natural en el aporte de estos

² PADILLA, J. y PIÑA, J. Diagnóstico y condiciones operativas óptimas de unidades deshidratadoras con glicol de un gas de proceso en un campo de producción del piedemonte llanero de Colombia. Bucaramanga 2011. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos.

³ Ibid., p. 27

⁴ C.O. RUETER, D.L. REIF y D.B. MYERS. Glycol dehydrator BTEX and VOC emission testing results at two units in Texas and Louisiana. United States Environmental Protection Agency. 1995

contaminantes. En 2009, otros estudios⁵ han aportado simulaciones importantes para determinar la influencia de los BTEX en los procesos de endulzamiento y deshidratación del gas natural.

La planta de gas, objeto del presente estudio, cuenta con más de cinco años de operación y realiza los procesos de tratamiento y procesamiento de gas natural asociado. La inhibición de hidratos de la planta bajo estudio planta, se lleva a cabo con monoetilenglicol inyectado de forma directa en diferentes puntos del proceso y su regeneración se logra por transferencia de calor usando aceite térmico DowTherm⁶.

En sus inicios de operación, la planta presentó múltiples problemas operativos que enfocaron los esfuerzos en búsqueda de la estabilidad operativa y del cumplimiento de los requisitos de diseño de la misma. No obstante, recientes análisis sobre el proceso y a nivel de HSEQ, han sugerido un estudio un poco más riguroso sobre el riesgo asociado a BTEX, toda vez que, en algunas ocasiones, los vapores de agua producto de la regeneración del glicol, son venteados a la atmósfera.

⁵ DUNCAN, C. DIAZ, A. y BAGAJEWICZ, M. BTEX Removal from Natural Gas Streams. The University of Oklahoma. 2009.

⁶ Dowtherm es un producto Dow Chemical

2. GENERALIDADES

2.1. DESHIDRATACIÓN DEL GAS

El gas natural que ingresa a la planta bajo estudio, viene saturado en agua desde las facilidades de separación de crudo y debe ser deshidratado para posteriormente ser sometido al proceso de control de punto de rocío, donde los componentes más pesados son separados de la corriente de gas. En otros casos, cuando el gas es seco, es decir contiene poca proporción de componentes pesados, la separación no es necesaria, si se quiere cumplir con las especificaciones reglamento único de transporte (RUT). En tal caso, sólo se deben remover los contaminantes que este pueda contener.

La presencia de agua en las corrientes de gas, puede causar hidratos en las tuberías y sistemas a bajas temperaturas y altas presiones, o corrosión cuando se entra en contacto con sulfuro de hidrógeno (H₂S) o con dióxido de carbono (CO₂), contaminantes que normalmente están presentes en las corrientes de gas⁷.

La inhibición de hidratos con glicol se realiza para remover el vapor de agua que viaja con el gas, con el fin de cumplir con lo estipulado en el RUT, además de prevenir la formación de hidratos en tuberías y hacer segura la compresión para el proceso de transporte, además de prevenir fenómenos corrosivos asociados a la presencia de agua en el gas transportado⁸.

Normalmente, el proceso de deshidratación se realiza mediante el uso de torres contactoras que permiten el intercambio másico entre el glicol y la corriente de gas natural. No obstante lo anterior, el glicol pobre puede ser inyectado en diversos puntos del proceso, produciendo el mismo efecto, mediante la atomización con inyectores, a lo que se le conoce como inhibición de hidratos.

Para el caso de la planta bajo estudio, se realiza inyección de glicol en diferentes partes del proceso para garantizar una inhibición total de hidratos.

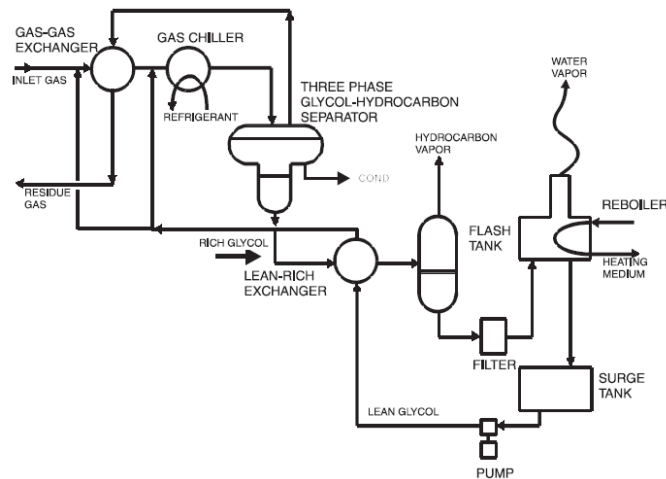
Como se observa en la figura 1, el glicol pobre es inyectado en dos puntos:

⁷ HLA VINKA, M. HERNANDEZ V. BULLIN, J. Influence of Process Operations on VOC and BTEX Emissions from Glycol Dehydration Units. Bryan Research & Engineering, Inc. Texas, The USA, 2001.

⁸ SANTOS, N. Deshidratación de gas natural. Bucaramanga 2015. Módulo operación de unidades de tratamiento y procesamiento de gas natural. Especialización en ingeniería del gas. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos.

- Intercambiador gas-gas
- Chiller

Figura 1. Inhibición de hidratos con inyección de glicol



Fuente: GPSA 12th, 2004, 20-30

Una vez el glicol pobre entra en contacto con la corriente de gas y ha “secuestrado” el vapor de agua, se convierte en glicol rico, el cual pasará a un proceso de regeneración luego de ser recogido y llevado a un proceso flash para liberar los hidrocarburos que pueda contener.

La regeneración del glicol se logra mediante la transferencia de calor a través de un intercambiador, que libera el agua en forma de vapor, con algún contenido de glicol, que logra ser recuperado mediante un proceso de destilación por serpentín. El vapor de agua, es llevado al sistema controlador de BTEX.

Existen varios tipos de glicol usados en la industria⁹:

- Etilenglicol (EG o MEG)
- Dietilenglicol (DEG)
- Trietilenglicol (TEG)

⁹ ENGINEERING DATA BOOK (GPSA), Gas Processors Suppliers Association. 12th. 2004. 581p.

De estos, el más comúnmente usado es el trietilenglicol, que presenta facilidad para la regeneración y menores pérdidas por vaporización¹⁰. No obstante, es corrosivo si se contamina con H₂S.

Por su parte, el Monoetilenglicol (MEG), tiene bajo costo, baja viscosidad y baja solubilidad en hidrocarburos líquidos¹¹.

2.2. BTEX

2.2.1 Descripción BTEX es un acrónimo de los compuestos orgánicos volátiles Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno¹². Los tres últimos resultan ser nocivos para la salud de las personas. También son de la familia de los compuestos aromáticos o parafínicos.

Los BTEX se encuentran de forma natural en diversas partes de la naturaleza, incluyendo el petróleo y el gas natural¹³. Sin embargo, también pueden ser generados cuando se realizan procesos de refinación para el crudo y de separación para el gas natural.

Los BTEX son nocivos para la salud de las personas, dependiendo del grado de exposición que se tenga. Cada componente constituye efectos diferentes sobre el cuerpo humano. Los cuatro compuestos son absorbidos rápidamente por el cuerpo humano y afectan el sistema nervioso en diferente medida.

Para el caso del gas natural, los BTEX están contenidos en el vapor de agua, el cual es retenido en el proceso de deshidratación principalmente y parcialmente en el proceso de endulzamiento¹⁴.

2.2.1. Riesgos para la salud humana

¹⁰ RIBON, H. SANTOS, N. ORTIZ, O. Métodos de deshidratación del gas natural. Revista fuentes: El reventón Energético vol. 8, 2010. Pp.55.

¹¹ HAQUE, E. Ethylene Glycol Regeneration Plan: A Systematic Approach to Troubleshoot the Common Problems. Journal of Chemical Engineering. Vol 1. Junio de 2012.

¹² COLABORADORES DE WIKIPEDIA. Wikipedia, La enciclopedia libre, 2016 [fecha de consulta: 04 de junio de 2016]. Disponible en .

https://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_id=9993&p_table=STANDARDS.

¹³ LEUSH, F. BARTKOW, M. A short primer on benzene, toluene, ethylbenzene and xylenes (BTEX) in the environment and in hydraulic fracturing fluids. Griffith University. Australia. 2010.

¹⁴ DUNCAN, C. DIAZ, A. y BAGAJEWICZ, M. BTEX Removal from Natural Gas Streams. The University of Oklahoma. 2009.

Como se mencionó antes, la salud humana se ve afectada por la exposición a BTEX. La Administración para la Seguridad y Salud (OSHA), ha establecido los límites máximos para exposición de trabajadores al Benceno y Tolueno¹⁵.

La Tabla 1 del estándar OSHA, se definen los límites para exposición ocupacional para el Benceno y el Tolueno.

Tabla 1. Tabla Z-2 del estándar OSHA 1910.1000

Sustancia	Tiempo de 8 horas promedio ponderado (TWA)	Concentración máxima aceptable	Pico máximo aceptable para turno de 8 horas	
			Concentración	Duración
Benceno	10 ppm	25 ppm	50 ppm	10 min
Tolueno	200 ppm	300 ppm	500 ppm	10 min

Como se observa que la Tabla 1, es mucho más exigente para el Benceno, que como se describió antes, es la sustancia más peligrosa del BTEX.

El decreto 1447 de 2014 del ministerio de Ministerio de Trabajo de Colombia, relaciona el Benceno con cáncer de sangre y anemia. Adicionalmente, relaciona los compuestos aromáticos con trastornos mentales y episodios depresivos, entre otras patologías.

El Benceno es considerado el más peligroso de los elementos. El Benceno en el aire, es rápidamente absorbido y distribuido por el cuerpo humano. La exposición a concentraciones altas (10.000.000 ppb o superiores), puede causar la muerte. Concentraciones menores (700.000 a 3.000.000 ppb), puede causar somnolencia, mareos, dolor de cabeza, temblores e inconciencia¹⁶.

Por su parte el Tolueno, ingresa al cuerpo humano y ataca a los riñones, el hígado y el cerebro. Su principal efecto se siente sobre el cerebro y el sistema nervioso de la víctima.

¹⁵ OSHA 1910.1000 standard. Toxic and Hazardous Substances, 2017 [fecha de consulta: 18 de enero de 2017]. Disponible en: https://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_id=9993&p_table=STANDARDS.

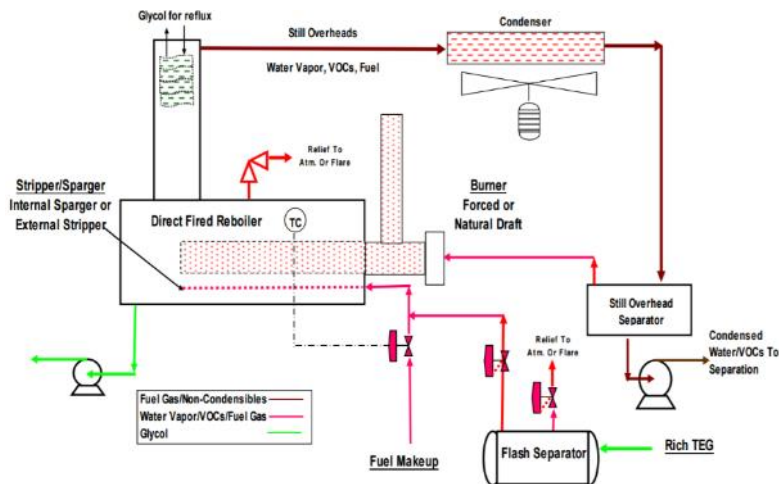
¹⁶ LEUSH, F. BARTKOW, M. A short primer on benzene, toluene, ethylbenzene and xylenes (BTEX) in the environment and in hydraulic fracturing fluids. Griffith University. Australia. 2010.

2.2.2 Control de BTEX Dado que los BTEX son una amenaza para la salud de las personas que laboran en facilidades de gas, se han instaurado algunos controles en proyectos recientes, tendientes a canalizar los BTEX presentes en el vapor de agua hacia un lugar seguro, que permita mantenerlos aislados del contacto con las personas.

Existen dos formas seguras para el control de BTEX en sistemas de gas¹⁷:

- Quema en tea o quemador
- Reinyección en el gas de venta

Figura 2. Control de BTEX



Fuente: Tomado de Stripburn simple and efficient BTEX control for direct fired TEG rebolires. Gly-Tech

En la Figura 2, se muestra un sistema para disposición final de BTEX, mediante la combustión en un quemador de baja presión, como una propuesta mejorada al método tradicional. Los vapores de agua, producto de la regeneración del glicol, son llevados desde la torre de destilación a un condensador y posteriormente a un separador. Los condensables son llevados al agua de tratamiento y los no condensables son mezclados con gas de despojo para generar una mejor combustión.

El método tradicional, por su parte, consiste en llevar los vapores de la torre destiladora a sistema a un quemador auxiliar del reboiler. Esta alternativa tiene dos aspectos que deben ser considerados¹⁸:

¹⁷ HICKS, R. GALLAGER, D. Stripburn simple and efficient BTEX control for direct fired TEG rebolires. Gly-Tech, Inc. Louisiana, The USA.

- La baja presión a la que se generan los no condensables, dan como resultado una deficiente mezcla con el aire para la combustión, lo que da como resultado que en ocasiones la combustión no sea eficiente.
- En ocasiones, es posible el ingreso de oxígeno al área de condensación, generando corrosión, por efecto del vacío.

Donde se cuenta con facilidades de tea o *stack*, la opción más económica consiste en realizar una condensación de los vapores de agua y posteriormente llevar los no condensables al sistema de teas o *stack* para incineración o venteo seguro.

¹⁸ Ibid.

3. DESARROLLO DEL PROYECTO

3.1. PLANTA BAJO ESTUDIO

La planta bajo estudio fue diseñada y construida con el propósito de tratar gas asociado para recuperación de blancos (GLP y Gasolina natural), permitiendo entregar gas a condiciones RUT para generación de energía y venta de excedentes al gasoducto. Aunque se cumple con la mayoría de las especificaciones RUT, el gas ventas debe ser recomprimido para cumplir con el parámetro de presión. Las facilidades fueron diseñadas y adquiridas por paquetes o *skids*, con el objeto de mantener una modularidad y facilitar su transporte desde Canadá.

3.1.1. Flujo del proceso en la planta

El gas asociado, como se muestra en la Figura 3, proveniente de las facilidades de producción de crudo, se recibe a las siguientes condiciones:

- Flujo nominal: 10 MMscfd
- Temperatura : 105 °F
- Presión : 40 psig
- Saturado y con líquidos libres (agua + hidrocarburos pesados).

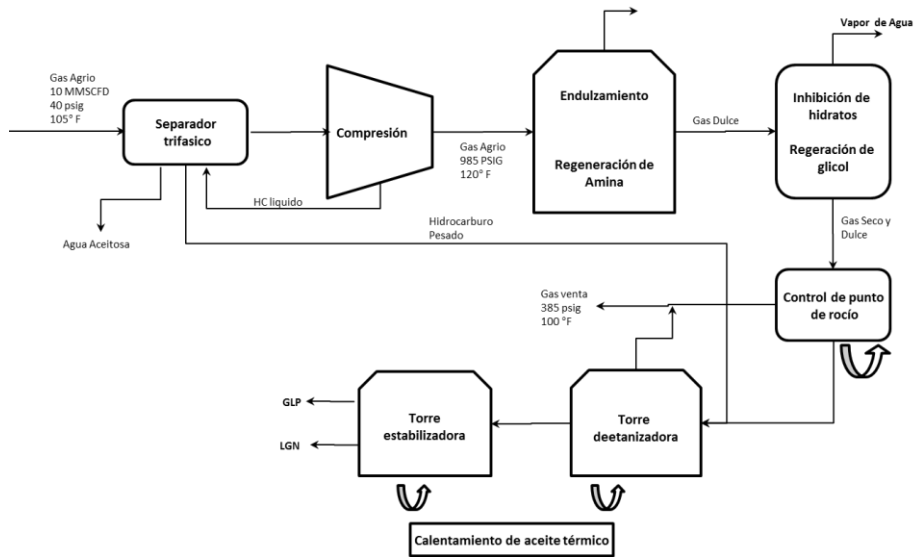
Luego de pasar por un separador trifásico, el gas es comprimido hasta 985 psig para posteriormente ser endulzado. Seguidamente, el gas es preenfriado mediante dos intercambiadores de coraza y tubo (gas-gas y gas-líquido) y entra en contacto con monoetilenglicol para la inhibición de hidratos. En contacto con refrigeración mecánica, el gas es enfriado y es posteriormente expandido en el proceso de Joule-Thomson, pasando ahora a 485 psig.

En el separador de baja temperatura (LTS), se realiza la separación de los hidrocarburos pesados de los livianos (C1 + C2).

Los hidrocarburos pesados realizan preenfriado de una parte de la corriente del gas entrante al proceso y posteriormente son separados en GLP (C3 + C4) y gasolina natural (C5+).

Por su parte, la corriente de gas natural preenfriada la otra parte de la corriente del gas entrante y es entregado como gas ventas después de pasar por un *scrubber* y ser regulada la presión al interior de la planta.

Figura 3. Diagrama general de proceso de planta bajo estudio

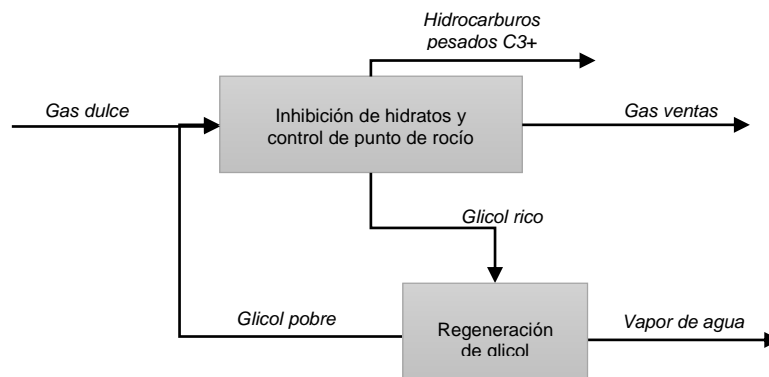


Fuente: Archivo Planta de gas bajo estudio

3.2. PROCESO BAJO ESTUDIO

Como se observa en el diagrama, el proceso a analizar hace parte del sistema del control de punto de rocío de la facilidad. A continuación, se hace una breve descripción del proceso, dividiéndolo en inhibición de hidratos, regeneración de glicol y generación del vapor de agua, propiamente dicha.

Figura 4. Diagrama general del proceso bajo estudio



Como se observa en la Figura 4, el gas proveniente del sistema de endulzamiento, llega a una presión de 980 psig al sistema de inhibición de hidratos y control de punto de rocío. Las condiciones de gas de entrada se muestran en la Tabla 2:

Tabla 2. Condiciones de entrada al proceso

Variable	Valor
Temperatura [°F]	110
Presión [psig]	968
Humedad [% Molar]	0.2

Una vez el gas entra en contacto con el glicol y es enfriado por el proceso de refrigeración mecánica y expandido mediante J-T, sale para la entrega al gasoducto, a una presión de 400 psig.

El glicol rico (con agua y algo de hidrocarburos), pasa al proceso de regeneración donde retorna a su ciclo de inyección. Como resultado de la regeneración, se obtiene vapor de agua.

Los hidrocarburos pesados obtenidos en la expansión, pasan al proceso de separación y estabilización.

Como una aplicación de la integración energética, el gas hace un intercambio de calor con las corrientes de gas y líquidos fríos, permitiendo un preenfriado de la corriente de entrada.

3.2.1 Inhibición de hidratos La inhibición de hidratos se logra mediante la inyección de glicol a la corriente de gas en tres puntos del proceso:

- Intercambiador gas-gas
- Intercambiador gas-líquido
- Chiller

Para ello, se utilizan inyectores que se encargan de atomizar el glicol, permitiendo la interacción con el gas y su función de atrapar el agua presente en la corriente de gas. La Figura 5 muestra la ubicación y forma de los inyectores de glicol a la corriente de gas para lograr la inhibición de hidratos.

Figura 5. Inyección de glicol para inhibición de hidratos



Fuente: Archivo Planta de gas bajo estudio

En el separador de baja temperatura (LTS), se recoge el glicol rico que es llevado para regeneración.

3.2.2 Regeneración del glicol La regeneración del glicol se logra usando la integración energética del proceso.

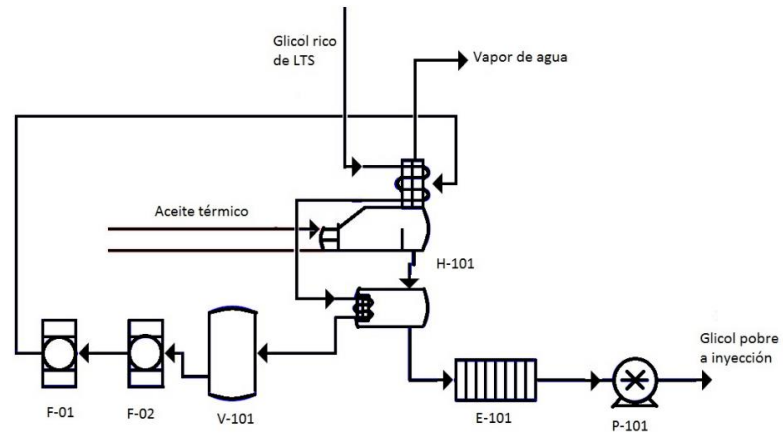
Como se observa en la Figura 6, el glicol rico proveniente del LTS, realiza transferencia de calor con los vapores ascendentes de la torre destiladora y el tanque acumulador, para posteriormente ser sometido a un proceso flash, con el fin de remover los hidrocarburos presentes en la V-101.

Luego de pasar por el filtro de partículas F-01 y de carbón activado F-02 para remover trazas de hidrocarburo y posibles partículas, el glicol ingresa al proceso de regeneración propiamente dicho. El intercambio de calor, permite que se alcancen temperaturas superiores a 250°F para la evaporación del agua. El glicol pobre, pasa a través del intercambiador E-101 llegando a una temperatura entre 120°F y 170°F, para posteriormente ser enviado a reinyección mediante la bomba P-101.

El intercambio de calor por efecto del aceite térmico, genera vapor de agua que asciende por la torre destiladora del H-101 y el glicol presente se destila. El vapor de agua con un mínimo contenido de glicol y algo BTEX es canalizado a un sistema condensación.

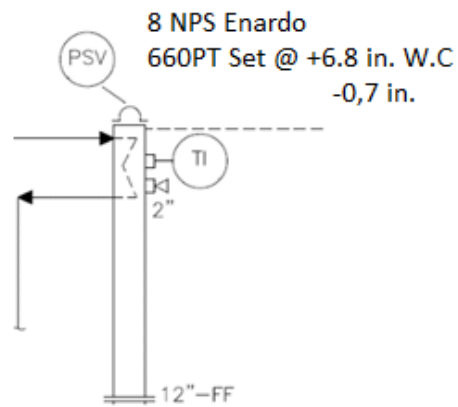
Como se aprecia en el aparte del P&ID de la Figura 7, correspondiente al sistema de regeneración de glicol, existe una válvula de presión y vacío que cumple una función muy importante en el control de los vapores de agua ascendentes: por un lado, facilita el ingreso de aire al sistema, protegiendo las vasijas del vacío, y por el otro, ante presiones mayores a 6,8 pulgadas de agua, permite la liberación de vapor al ambiente, para no afectar la regeneración.

Figura 6. Regeneración del glicol



Fuente: Archivo Planta de gas bajo estudio

Figura 7. Detalle PSV en torre destiladora

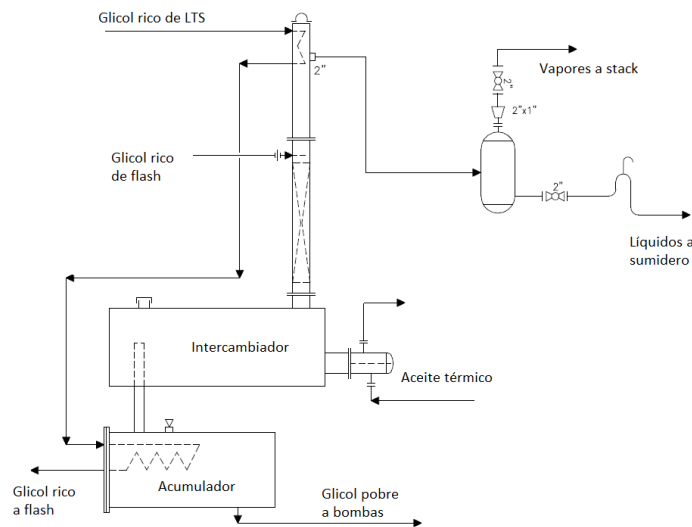


Fuente: Archivo Planta de gas bajo estudio

3.2.1 Vapor de agua El vapor de agua generado en el proceso de regeneración del glicol, asciende por la torre destiladora. Parte del glicol ascendente se destila mediante el serpentín mostrado en la Figura 8. Los vapores ascendentes son canalizados a través de una tubería de 2" hacia un separador bifásico que hace las veces de condensador. De allí, los vapores son canalizados hacia un venteo atmosféricos o *stack* lejano y los líquidos producidos, son canalizados hacia el sistema sumidero de aguas aceitosas.

La figura 8 muestra el recorrido del glicol en el punto de regeneración, la generación de vapores de agua y la canalización de estos hacia un sistema de condensación.

Figura 8.
vapor de



Generación de
agua

Fuente: Archivo Planta de gas bajo estudio

3.3. PLANTEAMIENTO DE LA SIMULACIÓN

La simulación del proceso se realizó en el simulador de procesos PROMAX¹⁹, partiendo la información de diseño de la planta bajo estudio.

Adicionalmente, se ingresa una cromatografía extendida del gas de entrada a la planta y se realizan corridas para diferentes escenarios de operación.

¹⁹ PROMAX es un producto licenciado por Bryan Research & Engineering, inc.

La Tabla 3 muestra la cromatografía extendida del gas de entrada a la planta. En ella se puede observar que:

- Se trata de un gas rico que no cumple especificaciones RUT en cuanto a contenido de pesados.
- Contiene un CO₂ mayor al 2%, por lo que no cumple especificaciones RUT.
- El contenido de Benceno es de 0,021410712 en porcentaje molar
- El contenido de Tolueno es de 0,042821423 en porcentaje molar

Tabla 3. Cromatografía gas de entrada planta

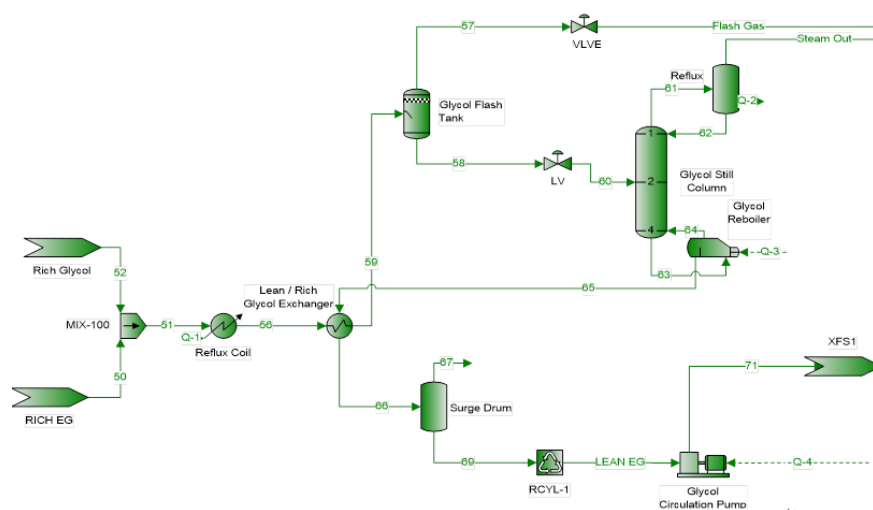
CROMATOGRAFIA ENTRADA PLANTA			
	% molar		% molar
Methane	67,615	3-Methylhexane	0,064
Ethane	12,321	1t,3-Dimethylcyclopentane	0,032
Propane	5,932	1c,3-Dimethylcyclopentane	0,032
i-Butane	1,370	Isooctane	0,032
n-Butane	3,147	Methylcyclohexane	0,150
Neo-Pentane	0,0214	1,1,3-Trimethylcyclopentane	0,010
i-Pentane	0,931	Ethylcyclopentane	0,011
n-Pentane	0,814	1t,2c,3-Trimethylcyclopentane	0,032
n-Hexane	0,203	Toluene	0,043
n-Heptane	0,075	2-Methylheptane	0,011
n-Octane	0,075	4-Methylheptane	0,054
n-Nonane	0,043	Ethylbenzene	0,021
Carbon Dioxide	3,190	m-Xylene	0,011
Nitrogen	2,880	p-Xylene	0,011
Water	0	o-Xylene	0,021
2,2-Dimethylbutane	0,011	2,3-Dimethylheptane	0,021
Isohexane	0,182	Decane	0,043
3-Methylpentane	0,1178	1c,2-Dimethylcyclohexane	0,021
Methylcyclopentane	0,161	1t,2-Dimethylcyclohexane	0,064
Benzene	0,021	Ethylcyclohexane	0,021
Cyclohexane	0,096	1,1,2-Trimethylcyclohexane	0,011
2-Methylhexane	0,032	Octane, 2-Methyl-	0,011
2,3-Dimethylpentane	0,021	Octane, 4-Methyl-	0,011

Para el análisis, se consideraron los flujos de entrada probables de operación de la planta, capitalizando la experiencia obtenida a lo largo de tiempo de operación.

Debido a pruebas operacionales realizadas en el pasado, se concluye que por debajo de 3 MMscfd de flujo de entrada, es muy difícil lograr la estabilidad de la planta y que el flujo máximo de operación es el de diseño, es decir, 10 MMscfd.

La Figura 9, muestra la simulación planteada en PROMAX para los diferentes casos de estudio.

Figura 9. Simulación en PROMAX



Fuente: Archivo Planta de gas bajo estudio

Es de notar que se trata de una parte de la simulación, pues la simulación completa consiste en los siguientes módulos u hojas de trabajo interconectadas entre sí:

- Compresión de gas
- Endulzamiento
- Dewpoint
- Fraccionamiento
- Regeneración MEG
- Refrigeración
- Aceite térmico

En total se generaron tres casos de estudio:

- Generación de BTEX en función del flujo del gas de entrada, manteniendo la inyección de glicol constante.

- Generación de BTEX en función de la inyección de glicol, manteniendo el flujo constante.
- Evaluación de facilidades existentes en función del flujo de vapor de agua.

El tiempo máximo de simulación para los casos de estudio fue de 1 hora y 47 minutos.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos de la simulación fueron:

4.1. VAPOR DE AGUA GENERADO

El vapor de agua generado, en función del flujo de entrada, se muestra en la Figura 10. Se aprecia que existe una correlación casi lineal entre el flujo de vapor de agua generado en la regeneración del glicol y el flujo de gas que ingresa a la planta.

Para este caso, se consideró la inyección de glicol para la inhibición de hidratos constante en 2,5 gpm.

Para definir el aporte de la variación en la inyección de glicol en la concentración de BTEX, se realizó un caso de estudio. En la Figura 11, se puede ver el análisis de sensibilidad de la generación de vapor en la regeneración de glicol, para un flujo constante de 5 MMscfd. Se evidencia que la generación de vapor no presenta una variación mayor, para la ventana operativa de inyección de glicol (1,8 gpm < x < 3 gpm).

Figura 10. Vapor de agua generado Vs. flujo de entrada

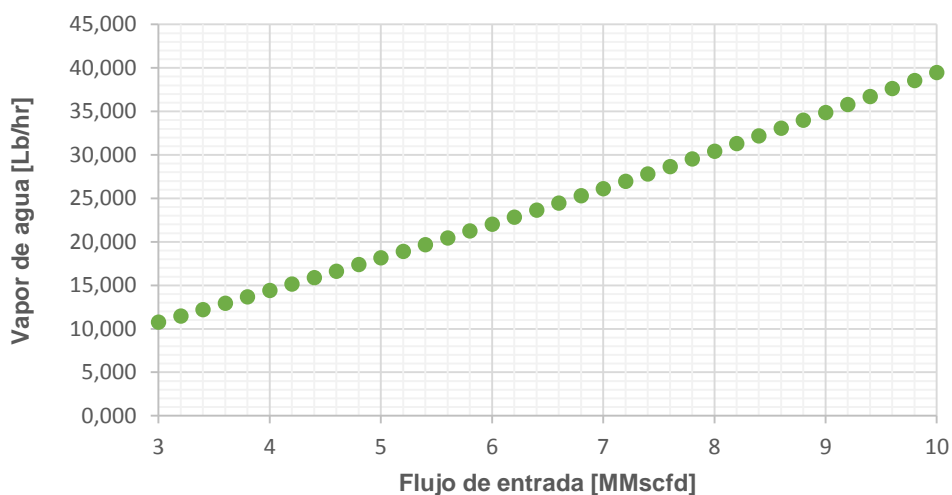
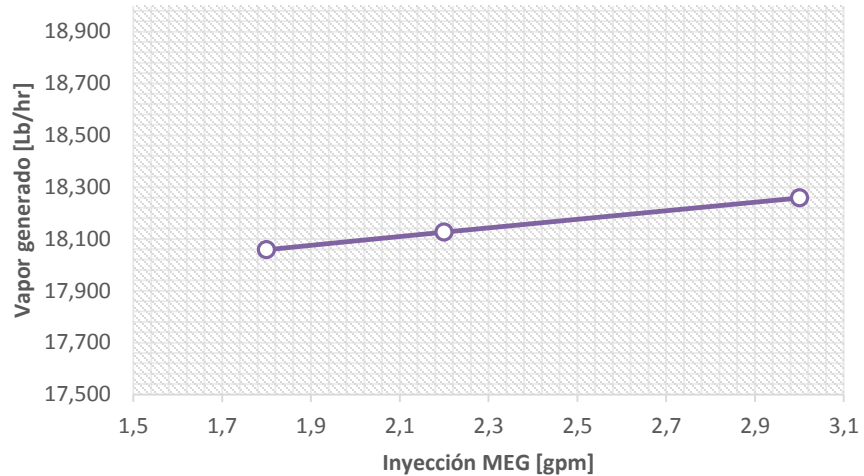


Figura 11. Vapor de agua generado Vs. Inyección de MEG.



De acuerdo al análisis de simulación, la composición del vapor de agua generado se muestra en la Tabla 4, tomado como un promedio para las diferentes condiciones de flujo, considerando que la diferencia entre datos es del 0,5%.

Tabla 4. Composición promedio vapor de agua

Sustancia	% Molar
H ₂ O	98,738
BTEX	0,025
MEG	0,031
Otros	1,206

Lo anterior, muestra que el vapor de agua, en su mayoría, está compuesto por agua pero también tiene otros contaminantes como BTEX, MEG y otros compuestos como amina del sistema de endulzamiento y un aporte de hidrocarburos.

4.2. BTEX GENERADOS

Los casos de estudio analizados, evidencian que los BTEX ingresados a la planta, en mayor medida son llevados al sistema de condensados (gasolina natural). La

Tabla 5, muestra la distribución promedio de los BTEX ingresados a la planta para las diferentes condiciones de flujo.

Tabla 5. Distribución de BTEX en corrientes de la planta

Corriente	%
Gas ventas	0,040%
GLP	0,002%
Gasolina	95,537%
Vapor de agua	0,030%
Otros	4,391%

Como se mencionó, se aprecia que la mayor cantidad de los BTEX ingresados a la planta, van a la corriente de condensados (gasolina natural). Dada la naturaleza de los BTEX, se evidencia que la cantidad de BTEX que va a la corriente de vapor de agua en la regeneración de glicol, es muy pequeño comparado con el total de BTEX ingresado a la planta.

Asimismo, se evidencia que existe una cantidad considerable de BTEX que va a otras corrientes del proceso tales como salida de gases ácidos de endulzamiento y aguas aceitosas, en separador de entrada.

Los BTEX encontrados en la corriente de vapor de agua de regeneración del MEG, presentan la composición mostrada en la Tabla 6.

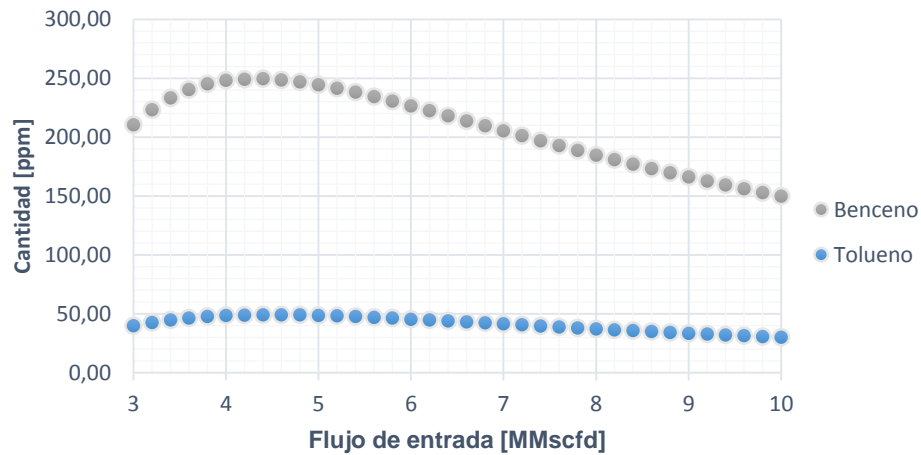
Tabla 6. Composición de BTEX en vapor de agua

Sustancia	%
Benceno	82,403%
Tolueno	16,413%
Etilbenceno	0,552%
Xilenos	0,632%

Se evidencia que el Benceno es la sustancia de mayor aporte en los BTEX de la corriente de vapor, seguido por el Tolueno. La cantidad de Etilbenceno y Xilenos es muy pequeña.

La Figura 12 muestra la cantidad de Benceno y Tolueno en el vapor de agua, para diferentes flujos de gas de entrada a la planta.

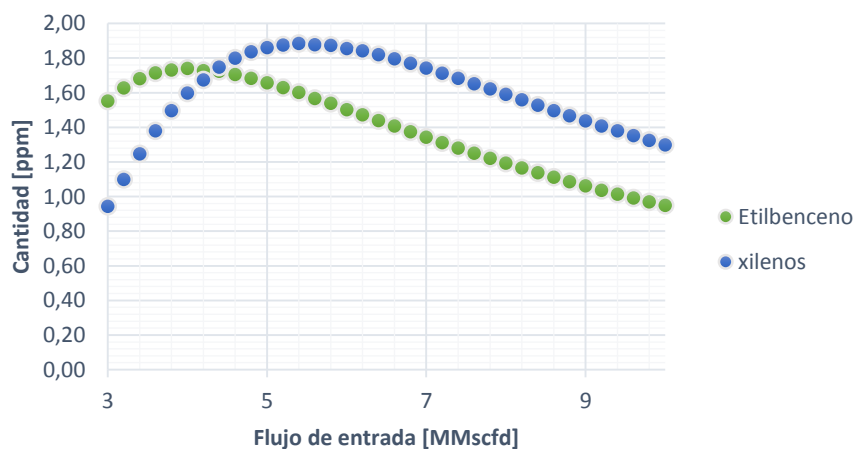
Figura 12. Benceno y Tolueno en vapor de agua



Se evidencia que entre los flujos de 3,3 MMscfd y 6,6 MMscfd la cantidad de las dos sustancias aumentan en 20 ppm aproximadamente.

Aunque en menor proporción, la cantidad de Etilbenceno y Xilenos, evidencia un cambio con relación al flujo de entrada, como se muestra en la Figura 13.

Figura 13. Etilbenceno y Xilenos en vapor de agua



5. FACILIDADES EXISTENTES

5.1. DESCRIPCIÓN

Las facilidades existentes fueron revisadas de acuerdo a los siguientes criterios de diseño:

La PSDV descrita, es objeto de un plan de mantenimiento anual que consiste en:

- Desmante
- Limpieza
- Revisión de empaquetaduras y resortes
- Verificación de vacío
- Verificación de presión
- Instalación

Dentro de la ejecución de las rutinas de mantenimiento a la PSV, se ha encontrado que existe un deterioro importante en el empaque de cierre del lado de presión y que, debido a la corrosión, se han evidenciado falla en los resortes. Debido a lo anterior, durante la ejecución del presente proyecto, se realizó cambio de la PSV ajustando las especificaciones del empaque, pasando de nitrilo a vitón, como muestra en la Figura 14.

Figura 14. Falla en empaque de PSV (antes Vs. después)



Fuente: Archivo Planta de gas bajo estudio

Como se mencionó antes, la PSV cuenta con un plan de mantenimiento asociado que permite verificar su funcionamiento anualmente.

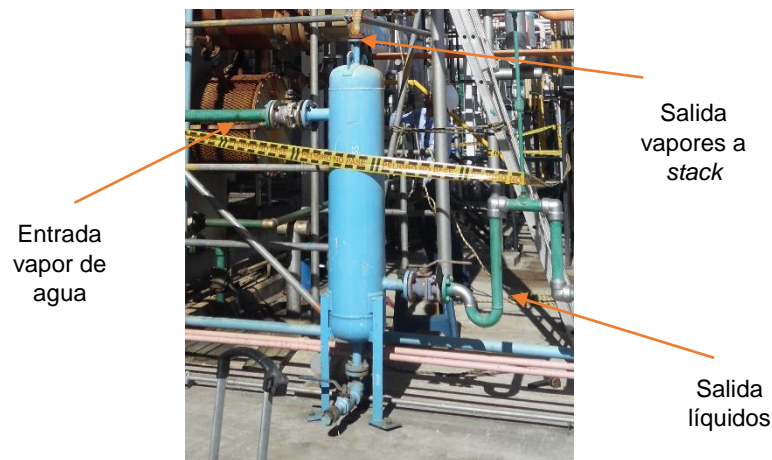
Por su parte, la torre destiladora que se encuentra empacada en cerámica y el intercambiador son lavados e inspeccionados anualmente.

Las facilidades para la canalización del vapor de agua (separador, válvulas y tuberías), no cuenta con un plan de mantenimiento asociado. Durante la ejecución del presente trabajo, con ocasión de una parada de planta, se realizó una actividad de mantenimiento al separador y tuberías del sistema. Dicha actividad consistió en:

- Drenaje de agua acumulada
- Revisión de operación de válvulas
- Inyección de agua para lavado a través de tuberías
- Verificación de fugas

La Figura 15 muestra el *scrubber* o separador bifásico que se ha instalado para condensar el vapor de agua, procedente de la torre de destilación, del sistema de regeneración de glicol.

Figura 15. Separador control vapor de agua existente



Fuente: Archivo Planta de gas bajo estudio

El *scrubber* o separador cuenta con las siguientes dimensiones:

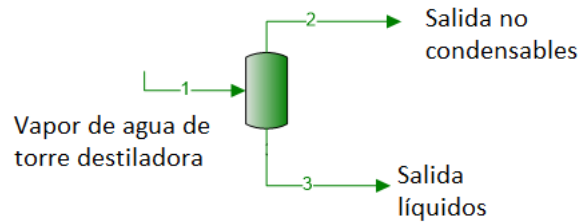
- Material: Acero A106 grado B
- SCH: 40
- Diámetro: 12"
- Presión de diseño: 25 psig

- Longitud: 4 ft
- Entrada: 2-1/2"
- Salida líquidos: 2"
- Salida vapores: 1"

5.2. REVISIÓN DEL DISEÑO

Para la revisión del diseño, se usó el simulador Promax incluyendo los datos de las facilidades existentes y recreando la facilidad como se muestra en la figura 16 para un separador de dos fases:

Figura 16. Ensamble revisión diseño



Fuente: Archivo Planta de gas bajo estudio

La corriente de entrada corresponde al vapor de agua generado en la torre de destilación, que ya fue caracterizado anteriormente. Para efectos de la simulación se consideró en fase gaseosa y con el flujo máximo generado a capacidad nominal de la planta, que corresponde a 39,4645 Lb/hr.

Los resultados se muestran en la Tabla 8:

Tabla 7. Resultados simulación separador

Corriente	Flujo másico [Lb/hr]	Temperatura [°F]	Presión [psia]
Entrada	39.4645	210.76	14.29
Salida no condensables	39.4589	210.76	14.29
Salida líquidos	0.00564	210.76	14.29

Se puede observar que el flujo másico obtenido a la salida de vapores no condensables del separador corresponde al 99,98% del flujo de entrada lo que significa que el separador no realiza una función importante de condensación. Por consiguiente, el vapor de agua, en su mayoría, es conducido al cabezal de *stack*, sin que ocurra una generación de líquidos importante en el separador. Asimismo, se puede evidenciar que la temperatura no cambia en la vasija, por lo que no ocurre un cambio de fase en la residencia del vapor.

Lo anterior, se pudo verificar con mediciones de temperatura en campo, donde se evidencia que el mayor flujo de producto se conduce directamente al cabezal del *stack*.

5.3. REVISIÓN DE LA OPERACIÓN

Se realizó un análisis termográfico al sistema, con el fin de observar mediante un termograma, el comportamiento del vapor de agua en la torre destiladora, las tuberías y el separador bifásico.

Figura 17. Termograma torre destiladora



En la Figura 17 se observa que efectivamente, luego del mantenimiento realizado a la PSV y al separador, el flujo de vapor de agua es conducido a través de la tubería de 2" hacia el separador.

En la Figura 18 se observa que existe una baja condensación en el separador, pues el equipo no fue diseñado para esta función. Aunque se observa acumulación de líquidos en el fondo de la vasija, esto se debe al bajo intercambio con el medio. No obstante, el flujo de vapor hacia el *stack* es muy importante.

Figura 18. Termograma separador bifásico

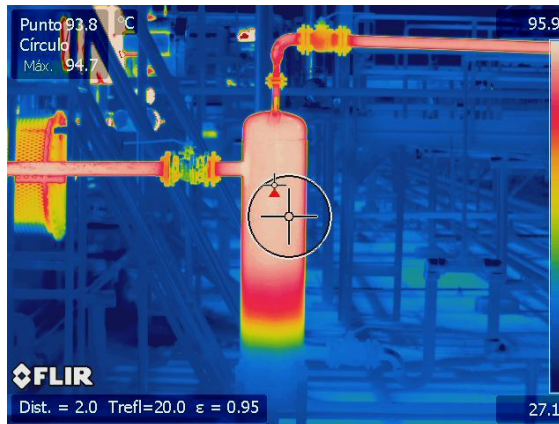


Figura 19. Termograma descarga a cabezal de *stack*



En la Figura 19 se observa que una vez ingresa el vapor al cabezal de *stack*, ocurre la condensación por lo que allí se genera una parte importante de líquidos del sistema. De esta manera, los líquidos generados en la tubería, son llevado al sistema de aguas aceitosas de la planta.

6. VALORACIÓN DEL RIESGO

Para valorar el riesgo real de las personas frente a los BTEX en la planta bajo estudio, es necesario considerar la dispersión de los compuestos con el viento.

Se conoce la caracterización de la corriente de vapor generado en el proceso de regeneración del MEG y el flujo de este en operación estable de la planta para diversos escenarios de operación. Asimismo, se estableció que existe una PSV encargada de aliviar la presión cuando esta supera las 6 pulgadas de agua. Por otro lado, de lo analizado en campo, se concluye que existen emisiones de vapor hacia el medio en los siguientes escenarios:

- Cuando la planta está en proceso de arranque
- Cuando ocurre una falla en la PSV
- Cuando se presenta presurización del cabezal de tea, producto del blowdown de equipos.

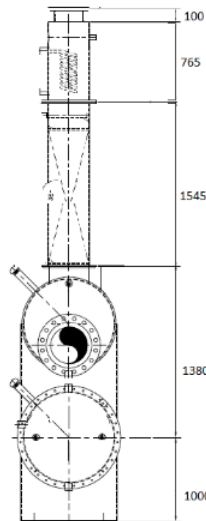
De los escenarios planteados anteriormente, el más preocupante es cuando ocurre una falla en la PSV, que significa un tiempo prolongado para atención, pues supone un aparada de planta. De los modos de falla analizados hasta el momento para la PSV se encuentran:

- Desajuste
- Falla empaquetadura
- Falla en elemento elástico (resortes)

La exposición de los colaboradores se analiza tomando en cuenta la dispersión del contaminante en el viento de la zona que, como se puede ver en la Figura 21, tiene direcciones predominantes a lo largo del año. Allí se observa que la dirección predominante es sur-norte y norte-sur.

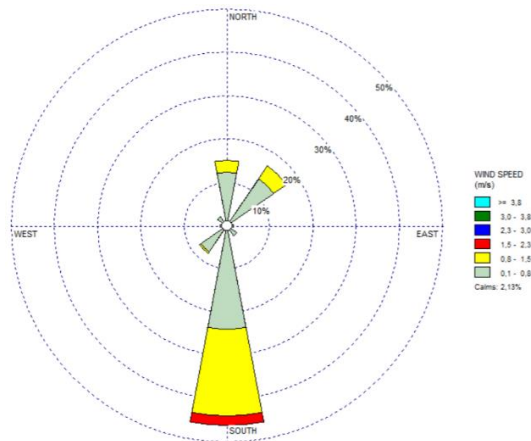
Si se analiza la ubicación del equipo y la altura a la cual ocurre la eventual descarga de contaminantes. Como se aprecia en la Figura 20, la altura a la cual ocurre la descarga es de por lo menos 4,9 metros lo cual es por lo menos tres metros más alto que una persona promedio. De este modo, se puede decir que el venteo de vapor de agua para los casos mencionados anteriormente, ocurre a una altura suficiente para facilitar la dispersión en el aire.

Figura 20. Altura salida de vapor de agua



Fuente: Archivo Planta de gas bajo estudio

Figura 21. Rosa de los vientos Neiva 2011

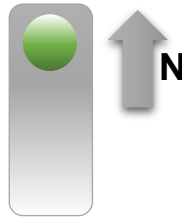


Fuente: Tomado de Red de Calidad de Aire Neiva – Huila, CAM. 2012

La ubicación de la facilidad respecto a la dirección del viento, se muestra en la Figura 22. Adicional a lo mostrado en la figura, es importante reconocer que las áreas norte de la facilidad existen las teas, por lo que no son lugares de trabajo o de tráfico permanente de personal. En el lado sur se encuentran las demás

facilidades del sistema de control de punto de rocío y refrigeración mecánica, por lo que sí constituyen lugares de trabajo y de tráfico de operadores.

Figura 22. Ubicación del regenerador de glicol



De esta forma, podemos asegurar que el riesgo de contacto con BTEX para las personas se presenta para los siguientes casos:

- Cuando ocurre un venteo a la atmósfera
- Cuando el viento ocurre en dirección norte-sur.

El modelo de dispersión gaussiano, resulta ser una buena práctica cuando se trata de establecer la dispersión de un contaminante en el aire²⁰.

Según el modelo de la Figura 23, para una fuente continua que emite contaminantes al ambiente a una tasa determinada y distancias superiores a 100 metros, la concentración del contaminante en un punto distante dado, obedece a la relación de la ecuación 1:

$$C = \frac{G}{2 * \pi * \delta_y * \delta_z * U} * \exp \left[-\frac{1}{2} \left(\frac{y}{\delta_y} \right)^2 \right]$$

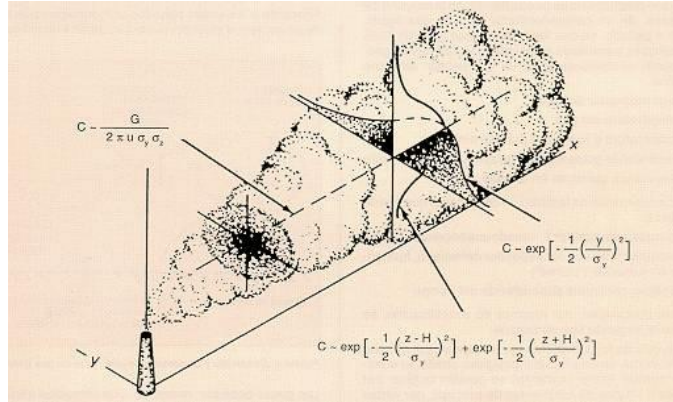
Ecuación 1.

Donde,

²⁰ TURMO, E. CUSCÓ, J. Modelo de dispersión de gases y/o vapores en la atmósfera: fuentes puntuales continuas. NTP 329. Instituto nacional de seguridad e higiene en le trabajo. España. 1993.

G : Tasa de emisión del contaminante [kg/s]
 δ_y : Coeficiente de dispersión [m]
 δ_z : Coeficiente de dispersión [m]
 U : Velocidad del viento ajustada en el punto evaluado
 y : Altura en el punto dado
 z : Desviación respecto a la línea de viento

Figura 23. Dispersión Gaussiana de contaminantes



Fuente: Tomado de NTP 329: Modelo de dispersión de gases y/o vapores en la atmósfera: fuentes puntuales continuas.)

Para el caso en estudio, se consideraron los siguientes valores para un flujo de entrada de 5 MMscfd, donde se genera la mayor cantidad de BTEX:

- Velocidad del viento: 5 m/s
- Flujo total de vapor: 0.0025 kg/s
- Flujo de benceno: $6,9 * 10^{-5}$
- Temperatura ambiente: 35°C
- Altura de la descarga: 5 metros
- Altura para análisis: 2 metros
- Distancia de contaminante: 100 metros

Con estos datos, se obtuvo una concentración de $9.15 * 10^{-9} \text{ kg/m}^3$ de benceno, a una distancia de 100 metros, lo cual corresponde a 0.0029 ppm. De esta forma, podemos decir que la concentración para una distancia de 100 metros de benceno es inferior a 1 ppm, de acuerdo con la ecuación 1.

El ministerio de ambiente, vivienda y desarrollo territorial, estableció en la resolución 601 de 2006, los límites de calidad del aire para todo el territorio nacional.

En dicha resolución, se definieron dos grupos de contaminantes en el aire, a decir:

- Contaminantes convencionales: Material particulado, SO₂ y CO, entre otros.
- Contaminantes no convencionales: Benceno, Tolueno, Plomo, entre otros.

Posteriormente, en la resolución 610 de 2010, se definieron los umbrales para los contaminantes no convencionales, como se muestra en la Tabla 9.

Tabla 8. Umbrales contaminantes no convencionales en Colombia

(Tomado de resolución 610 de 2010 del ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial).

Sustancia	µgr/m ³	Tiempo de exposición
Benceno	5	Anual
Tolueno	260	Semana
	1000	30 minutos

Por su parte, el ministerio de Relaciones Exteriores en el decreto 1274 de 1997, adoptó el convenio 136 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), respecto a restricciones para el benceno. Allí se establece: “*Cuando haya trabajadores expuestos al benceno o a productos que contengan benceno, el empleador deberá tomar las medidas necesarias para que la concentración de benceno en la atmósfera del lugar de trabajo no exceda de un máximo que habrá de fijar la autoridad competente en un nivel no superior a un valor tope de 25 partes por millón (u 80 mg/m³)*”.

De esta forma, se puede decir que existe un riesgo bajo para las personas que laboran en la planta de tratamiento de gas bajo estudio, en condiciones normales de operación de la facilidad.

7. CONCLUSIONES

Partiendo de los resultados obtenidos en los casos de estudio y la literatura consultada, se puede concluir:

- Los casos de estudio muestran que la cantidad de BTEX que ingresan a la planta, varían linealmente en función del flujo.
- La mayor cantidad de BTEX que ingresa a la planta, es contenido en la gasolina natural.
- Los BTEX contenidos en el vapor de agua, producto de la regeneración de glicol, están compuestos principalmente de benceno, seguido por Tolueno y Etilbenceno. Los Xilenos presentan una baja participación.
- Los valores de Benceno encontrados en la corriente de vapor, producto de la regeneración de glicol, alcanza valores de 250 ppm para flujos de gas de entrada entre 4 y 5 MMscfd.
- En las intervenciones realizadas a la PSV del sistema de regeneración de glicol, se ha encontrado daño en empaquetadura y elementos elásticos.
- No se encontró ningún tipo de rutina asociada al separador de condensables de vapor de agua.
- Considerando la rosa de los vientos de la región, la caracterización de la corriente de vapor generado en el proceso de regeneración de glicol los escenarios de venteo, la altura de la facilidad respecto a una persona promedio y el modelo de dispersión de contaminantes, se concluye que existe un riesgo bajo para las personas que laboran en la planta, en condiciones normales de operación.
- El mayor tiempo de exposición ocurre cuando se presenta falla en la empaquetadura de la PSV. En esta situación, parte del vapor de agua es venteado a la atmósfera, exponiendo al personal a BTEX.
- Durante la ejecución del proyecto, se realizaron las siguientes actividades con ocasión de una parada de planta programada:
 - Se cambió la PSV de salida de vapor de agua por una nueva, con una mejor especificación del empaque, pasando a un material de mayor resistencia a altas temperatura.
 - Se realizó mantenimiento al separador de vapor de agua, como rutina inicial de mantenimiento.
 - Se realizó inspección al serpentín superior y empacado de la torre destiladora, encontrándose en buenas condiciones.
- Teniendo en cuenta los resultados de simulación, la facilidad instalada tiene la capacidad adecuada para manejar el vapor de agua generado, aún para el caso de mayor flujo.

- Aunque se cuenta con la capacidad adecuada, tanto la misma simulación como los termogramas mostraron que no se tiene un fenómeno de condensación adecuado, por lo que el vapor de agua en su mayoría, va al *stack*. En consecuencia, la producción de líquidos es muy baja en el separador.
- Considerando lo anterior y analizando antecedentes de corrosión en el serpentín superior de la torre, la corriente de vapor de agua hacia el *stack*, puede producir fenómenos de corrosión en las tuberías.

8. RECOMENDACIONES

- Capacitar al personal de la planta sobre los riesgos asociados a BTEX incluyendo los resultados del presente estudio, los efectos sobre la salud, los límites permisibles y las medidas de protección.
- Considerando las altas concentraciones de BTEX en el gas de entrada y la naturaleza de estos, es recomendable, usar protección respiratoria para proceso de toma de muestras y despresurización por mantenimientos.
- Usar protección adecuada para la manipulación de gasolina natural, pues allí se encuentra la mayor cantidad de BTEX de la planta.
- Revisar los EPPs usados para ver ofrecen protección para Benceno y Tolueno principalmente.
- Aunque se cuenta con el plan anual para mantenimiento y verificación de la PSV del sistema de regeneración de glicol, establecer una rutina intermedia para inspección y mantenimiento.
- Hacer seguimiento al comportamiento del nuevo material usado en el empaque de la PSV para la parte de presión.
- Instaurar una rutina anual para mantenimiento del separador de separación de condensables de vapor de agua de la facilidad.
- Verificar el cabezal de tubería de *stack*, para descartar acumulación de líquidos o corrosión avanzada por la condensación.

BIBLIOGRAFÍA

- C.O. RUETER, D.L. REIF y D.B. MYERS. Glycol dehydrator BTEX and VOC emission testing results at two units in Texas and Louisiana. United States Environmental Protection Agency. 1995.
- COLABORADORES DE WIKIPEDIA. Wikipedia, La enciclopedia libre, 2016 [fecha de consulta: 04 de junio de 2016]. Disponible en <https://en.wikipedia.org/wiki/BTEX>.
- CORPORACIÓN AUTÓNOMA DEL ALTO MAGDALENA (CAM), Red de Calidad de Aire Neiva – Huila. 2012.
- DUNCAN, C. DIAZ, A. y BAGAJEWICZ, M. BTEX Removal from Natural Gas Streams. The University of Oklahoma. 2009.
- ENGINEERING DATA BOOK (GPSA), Gas Processors Suppliers Association. 12th. 2004. 581p.
- HAQUE, E. Ethylene Glycol Regeneration Plan: A Systematic Approach to Troubleshoot the Common Problems. Journal of Chemical Engineering. Vol 1. Junio de 2012.
- HLAVINKA, M. HERNANDEZ V. BULLIN, J. Influence of Process Operations on VOC and BTEX Emissions from Glycol Dehydration Units. Bryan Research & Engineering, Inc. Texas, The USA, 2001.
- PADILLA, J. y PIÑA, J. Diagnóstico y condiciones operativas óptimas de unidades deshidratadoras con glicol de un gas de proceso en un campo de producción del piedemonte llanero de Colombia. Bucaramanga 2011. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos.
- LEUSH, F. BARTKOW, M. A short primer on benzene, toluene, ethylbenzene and xylenes (BTEX) in the environment and in hydraulic fracturing fluids. Griffith University. Australia. 2010.

- OSHA 1910.1000 standard. Toxic and Hazardous Substances, 2017. https://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_id=9993&p_tab=STANDARDS.
- RIBON, H. SANTOS, N. ORTIZ, O. Métodos de deshidratación del gas natural. Revista fuentes: El reventón Energético vol. 8, 2010. Pp.55.
- SANTOS, N. Deshidratación de gas natural. Bucaramanga 2015. Módulo operación de unidades de tratamiento y procesamiento de gas natural. Especialización en ingeniería del gas. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos.
- TURMO, E. CUSCÓ, J. Modelo de dispersión de gases y/o vapores en la atmósfera: fuentes puntuales continuas. NTP 329. Instituto nacional de seguridad e higiene en el trabajo. España. 1993.