

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA
ÁREAS DE GRADO



**EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LAS VARIABLES OPERACIONALES
SOBRE EL SISTEMA DE TRIETILENGLICOL (TEG) EN UNA PLANTA DE
DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL.**

Realizado por:

RICHARD ANDRÉS DIMAS

THAMARA CRUZ SUNIAGA

**Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como
Requisito Parcial para Optar al Título de:**

INGENIERO QUÍMICO

Puerto La Cruz, Mayo de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA
ÁREAS DE GRADO



**EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LAS VARIABLES OPERACIONALES
SOBRE EL SISTEMA DE TRIETILENGLICOL (TEG) EN UNA PLANTA DE
DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL.**

Jurado:

El jurado hace constar que asignó a esta monografía la calificación de:

Prof.: José Rondón.

Prof.: Yuvi Moreno

Puerto La Cruz, Mayo de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA
ÁREAS DE GRADO



**EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LAS VARIABLES OPERACIONALES
SOBRE EL SISTEMA DE TRIETILENGLICOL (TEG) EN UNA PLANTA DE
DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL.**

ASESOR ACADÉMICO:

Ing. Petróleo José Rondón.

Puerto La Cruz, Abril de 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajo de grado:

“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la universidad y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.



DEDICATORIA

A DIOS, a JESUS DE LA MISERICORDIA y a ti VIRGENCITA DEL VALLE por regalarme la oportunidad de alcanzar esta meta.

A mis abuelos † José Nicolás Suniaga y Cruz Gudelia de Suniaga y a ti † Antonio Chopite les dedico este gran logro, se que donde quieran que estén, están súper contento, los extraño.

A mi madre Carmen Suniaga, por darme la oportunidad de alcanzar un título universitario, por tu dedicación, sacrificio y esfuerzo, eres una gran mujer y amiga, eres mi gran ejemplo a seguir, para ti todo lo mejor mundo, este logro es tuyo. *Te amo madre.*

A mis tíos Abraham Suniaga y Cruz Suniaga, a ti tía crucita que eres mi segunda madre, por siempre estar a mi lado, dándome cariño y apoyo, a ti tío Abraham por siempre apoyarme en todo y darme siempre un sabio consejo en los momentos que mas los necesitaba, los quiero un mundo.

A mis primos Tatiana, Guiseppe, Dayana, Abraham y Antonio, este gran logro lo comparto con uds. Los adoro.

A mi segunda familia Orzero Roca, quienes siempre estuvieron pendiente de mí en todo momento, brindándome su cariño y apoyo como alguien más de la familia, un pedacito de este logro también es de uds. Los quiero mucho.

A mi loco Shner y a la muña Yuvi por siempre apoyarme y ayudarme en todo momento, un pedacito de ese “papelito” es de uds. Los adoro.

A mi amiga, hermana y comadre, Silvia Salazar por siempre tener una palabra de aliento en los momentos más precisos “*Hay que luchar por lo que queremos y que la carrera no es de velocidad, es de constancia*” este gran logro también te lo debo a ti. Te quiero amiga.

A mi compañero de tesis Richard Dimas, por tu compañía y dedicación para alcanzar este sueño, te deseo mucho éxito profesional.

A Marcos Acosta, que por su constancia y dedicación hizo que este último paso fuese lo más sencillo posible. *Te quiero.*

A todas aquellas personas que se me pasan por alto, otros que ya no están entre nosotros, les dedico este gran logro. Los quiero

Thamara Suniaga

Hace años decidí venir a esta ciudad a estudiar Ingeniería Química, hoy por hoy después de tantos sacrificios, esfuerzos, problemas emocionales y de salud puedo decir con mucho orgullo, misión cumplida. Gracias a Dios al fin soy Ingeniero. Por eso y otras razones este trabajo parcial significa una nueva y reconfortante etapa superada, el cual tiene un gran valor para Mí y se la dedico de manera muy especial...

A Dios Padre todo poderoso y mi madre santa Virgen del Valle por haberme permitido cumplir a cabalidad mis metas. Por darme las fortalezas cuando más lo necesite, por escucharme cuando no te veía pero sabía que estabas allí, por haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de tu infinita bondad y amor, al mismo tiempo de cuidarme y guiarme siempre cuando tropezaba con las piedras del camino.

A mis padres por darme la vida, la educación y los buenos principios. Por apoyarme y darme los consejos cuando los necesitaba, consejos que quizás al momento no le paraba pero que con el tiempo aprendí que eran valederos y sabios. Mama mil gracias por ser padre y madre al mismo tiempo, Te Quiero mucho.

A mis hermanos por estar siempre pendiente de mí a pesar de la distancia, en especial a Ronald por ser mi compañero durante estos últimos años de carrera, para ti también es este triunfo y que sirva de ejemplo para que continúes tus metas. A mi hermanita Rosma por estar allí cuando la necesitaba, por escucharme y estar siempre pendiente.

A mi novia, Anais Pardo quien fue y es un gran apoyo en esta ciudad donde llegue muy solo, donde ella y su familia me tendieron la mano, la cual acabo esa falta de hogar que sentía tener por la distancia. Mi amor este logro es parte de tu vida porque también lo viviste, disfrutaste y sufriste como yo. Te Quiero Mucho.

A Mi Tía Elia Guillen por recibirme en su casa cuando empecé este sueño hoy por hoy cumplido. Mil gracias por haberme dado todo lo que me dieron en el tiempo que viví contigo.

A mi Tío Salvador Marcano, quien fue la persona con quien empecé a venir a puerto la cruz, quien me traía todos los lunes a la universidad cuando viajaba a Cumaná los fines de semana.

A mis amigos y vecinos de toda la vida, Anderson Rivas, Deilimar Rivas, José Gregorio (Goyito), Grecia Galindo (Culebra), Mario Rondón y Nelsy Aguana por apoyarme cuando necesite de su ayuda.

A mi padre de cariño Carmelo Rivas (Teacher), por ser como un padre cuando lo necesite, por escucharme y darme los consejos que solicitaba, gracias por apoyarme.

A mi hermano y compañero de estudios Lean Velásquez, con quien viví mucho tiempo de enseñanzas, estudios y aventuras. Mil gracias por darme ese apoyo en los tiempos más necesarios.

A la doctora y amiga Yanetzi Rojas, quien fue mi apoyo en los momentos difíciles que pase en la universidad. Sé que este triunfo lo vas a celebrar como si fuese tuyo, porque fuiste una artífice de este logro.

Richard Dimas.

AGRADECIMIENTO

Agradecida infinitamente con DIOS por darme la vida y salud, a ti VIRGENCITA DEL VALLE y JESUS DE LA MISERICORDIA por siempre estar a mi lado, acompañándome en los momentos más difíciles, por dejarme ver que siempre tenemos opciones cuando se nos cierra una puerta, gracias por todas la bendiciones que me han dado y que sin duda seguirán dándome en todo camino propuesto, infinitamente gracias.

A mis abuelos † José Nicolás Suniaga y Cruz Gudelia de Suniaga por siempre apoyarme en todo, gracias por los momentos vividos, los quiero y extraño mucho.

A mi amigo, tío y padre que fuiste para mí, a ti † Antonio Chopite te agradezco tantas cosas, por tus consejos, enseñanzas y siempre apoyarme en todo, te extraño.

Infinitamente agradecida contigo MADRE, a ti Carmen Suniaga te agradezco todo esfuerzo, dedicación, apoyo incondicional y sacrificio, se que el camino no fue fácil pero no imposible de alcanzar, espero poder retribuirte todo este esfuerzo y mas, te lo mereces. Gracias por confiar en mí, Te Amo.

A mis tíos, Abraham Suniaga y Cruz Suniaga, gracias por su apoyo incondicional, siempre pendiente de mí y colaborando en todo, los quiero un mundo.

A mis primos, Tatiana, Guiseppe, Dayana, Abraham José y Antonio José, gracias por siempre estar pendiente de mí y que de una u otra manera me apoyaron en este reto, gracias primos los adoro.

A mi segunda familia Orzero Roca, gracias por brindarme su calor de hogar, su apoyo y sobre todo el estar pendiente de mí en todo momento, a Ud. Sra. Arminda gracias por sus consejos y a ti hermano Orlando gracias por brindarme siempre tu apoyo y consejos, espero siempre contar con Uds., los quiero mucho.

A mis amigos, mi loco SHNER y a la muña YUVI, no tengo como agradecerle tanta ayuda, apoyo y dedicación que tuvieron conmigo, gracias por confiar en mí, DIOS los bendiga, los adoro.

A mi amiga, hermana y comadre, Silvia Salazar gracias por siempre darme una palabra de aliento en los momento más difíciles, te quiero.

A mi compañero de tesis Richard Dimas, gracias por acompañarme en este último pedacito de la carrera.

A ti Marcos Acosta, gracias por tanta dedicación y esfuerzo, eres una gran persona, te quiero mucho.

A todas aquellas personas que de una u otra manera siempre me apoyaron, mil gracias, que DIOS se los retribuya en salud.

Thamara Suniaga.

A mi compañerita Thamara Suniaga, mil gracias por compartir estos meses de larga y dura batalla pero al final estamos en la salida del túnel donde todo es claridad. Mil gracias por soportarme tanto tiempo. Con la ayuda de los dos lo logramos. Es nuestro triunfo, nos lo merecemos.

A mis compañeros de áreas de grado III-2010, mil gracias por enseñarme cosas que aun no sabía, por ayudarme y darme el apoyo cuando lo necesite. En especial a mi compañeros Yetzania Lopez y Roí Fernández con quien compartí mucho tiempo de estudios e información.

A mi prima Roselyn Marcano, quien fue un gran apoyo y tutora personal en esta etapa de mi carrera. Un millón de gracias por el apoyo, los consejos y tips. Prima este triunfo también es tuyo porque fuiste pilar fundamental en el cumplir de esta meta.

Al ingeniero Marcos Acosta, quien fue un artífice en este logro, mil gracias por apoyarnos en los momentos difíciles, mil gracias por ser el consejero y tutor.

A mi amigo y compañero de estudios Carlos Vásquez, con quien compartí mucho tiempo de estudios y jodederas, gracias por tu apoyo, siempre estuviste dándome ánimo y fortaleza en los momentos difíciles.

A mis compañeros de estudios durante los semestres de mi carrera, Roselyn Fernández, Yanny Castellano, Rosnely Correa, Vithmary Martínez, Daniela Suniaga, Leonardo Noya.

A mis profesores de áreas de grado por las nociones impartidas, pero de manera muy especial a la Profesora Isvelia Avendaño por sus buenos consejos y sabios conocimientos en el momento oportuno.

A todos que de alguna u otra manera fueron y son promotores de este logro y que por motivos que aun yo desconozco se me pasaron por alto. Mil gracias

En fin a mi querida Universidad de Oriente, que fue mi residencia durante mucho tiempo, allí pasaba más tiempo que en mi casa, agradecido eternamente por darme todos los conocimientos y enseñanzas, tanto científicas como populares necesarias para afrontar el nuevo reto laboral.

A todos ellos, mi reconocimiento y agradecimientos.....

Richard Dimas.

INDICE

RESOLUCIÓN.....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTO.....	vii
Capítulo I.....	17
1.1. Introducción.....	17
1.2. Planteamiento del problema.....	18
1.3. Objetivos.....	20
Capítulo II.....	22
2.1 Marco teórico.....	22
2.1.1 Antecedentes.....	22
2.1.2. Gas natural.....	22
2.1.3. Gas licuado.....	26
2.1.4. Etapas de la cadena de valor del gas natural.....	34
2.1.5. Plantas de extracción de líquidos del gas natural.....	36
2.1.6. Descenso del punto de rocío.....	37
2.1.7. Formación de hidratos.....	38
2.1.8. Punto de rocío de los hidrocarburos del gas natural.....	39
2.1.9. Contenido de agua presente en el gas natural.....	40
2.1.10. Problemas en tuberías y plantas de procesamiento.....	44
2.1.11. Tipos de procesos de deshidratación del gas natural.....	45

2.1.12. Equipos principales en un proceso de deshidratación de gas natural utilizando trietilenglicol.	50
2.1.13. Propiedades de los glicoles	61
CAPITULO III	64
MARCO METODOLÓGICO	64
3.1. Etapas del proyecto	64
3.1.1. Revisión bibliográfica	64
3.1.2. Elaboración Del Trabajo De Grado	65
3.1.3. Describir los procesos de Deshidratación Del Gas Natural. .	65
3.1.4. Definición De Las Variables Operacionales En Un Sistema De Deshidratación Del Gas Natural.....	65
3.1.5. Evaluación De Los Factores Que Influyen En El Deterioro Del TEG En Un Sistema De Deshidratación Del Gas Natural.....	66
3.1.6. Evaluación De Los Problemas Operacionales En Un Sistema De Deshidratación Del Gas Natural Con TEG	66
3.1.7. Evaluación De Los Efectos De Las Variables Operacionales Sobre Un Sistema De Deshidratación Con TEG Mediante El Paquete De Simulación HYSYS PLANT 3.2.....	67
CAPITULO IV	75
4.1. Descripción de los procesos de deshidratación del gas natural. 75	
4.1.1. Deshidratación del gas natural por tamices moleculares	75
4.1.2. Deshidratación del gas natural con glicol	78
4.2. Definición de las variables operacionales en un sistema de deshidratación del gas natural.....	83

4.2.1. Temperatura del gas de entrada	83
4.2.2. Presión del gas de entrada a la contactora gas-glicol	83
4.2.3. Temperatura de TEG pobre	84
4.2.4. Concentración de TEG pobre.....	84
4.2.5. Flujo de circulación de TEG	84
4.2.6. Temperatura de TEG en el rehervidor.....	85
4.2.7. Presión en el rehervidor	85
4.2.8. Gas de despojo	85
4.2.9. Temperatura en la columna despojadora (Stripping Still Temperature).....	86
4.3. Evaluación de los factores que influyen en el deterioro del TEG en el sistema de deshidratación del gas natural.....	86
4.3.1. La acides en el proceso de absorción con glicol	86
4.3.2. La solubilidad de las aminas en el glicol	87
4.3.3. Contaminación con sales	87
4.3.4. Formación de espumas	87
4.3.5. Absorción de hidrocarburos.....	88
4.3.6. Punto de congelamiento de la solución agua – glicol.....	88
4.4. Evaluación los problemas operacionales en un sistema de deshidratación del gas natural con TEG	88
4.4.1. Oxidación y/o corrosión.....	88
4.4.2. Descomposición térmica	89
4.4.3. Control del PH	90

4.4.4. Contaminantes por sales.....	91
4.4.5. Presencia de hidrocarburos.....	92
4.4.6. Lodos o barro 93	93
4.4.7. Espuma	93
4.4.8. Problemas operacionales y su acción correctiva.....	96
4.5. Descripción de los efectos de las variables operacionales en un sistema de deshidratación del gas natural con TEG	98
4.5.1. Temperatura del gas de entrada	98
4.5.2. Presión del gas de entrada a la contactora gas-glicol	99
4.5.3. Temperatura de TEG pobre	99
4.5.4. Concentración de TEG pobre.....	100
4.5.5. Flujo de circulación de TEG	100
4.5.6. Temperatura de TEG en el rehervidor.....	101
4.5.7. Presión en el rehervidor	102
4.5.8. Gas de despojamiento.....	102
4.5.9. Temperatura en la columna despojadora	103
4.6. Evaluación de los efectos de las variables operacionales sobre un sistema de deshidratación con TEG mediante el paquete de simulación HYSYS 3.2	104
4.6.1. Muestra de cálculos.	111
4.6.2. Discusión de resultados	113

4.14. Comportamiento del contenido en fracción masa de la corriente de vapor de agua a diferentes valores de temperatura del gas de entrada	124
CONCLUSIONES.....	126
RECOMENDACIONES	128
BIBLIOGRAFÍA	129
ANEXOS	132

Capítulo I

1.1. Introducción

La producción de gas en Venezuela viene registrada desde 1918, pero no fue sino hasta 1932 cuando comenzó a utilizarse, esto debido a que era arrojado a la atmosfera porque no había justificación económica para su procesamiento y venta. En la actualidad el gas natural ha logrado insertarse en el mercado energético nacional, lo cual se debe fundamentalmente a sus usos en el ámbito energético (termoeléctrica), domésticos, industriales y como combustible para vehículos automotores (gas natural vehicular).

El gas natural es un recurso no renovable, que debido a sus características combustibles se le ha dado una amplia gama de aplicaciones que van desde el uso doméstico hasta las diversas ramas industriales. Para que este combustible pueda ser utilizado es conveniente que pase por un proceso de deshidratación. Dicho recurso, tal como está producido, contiene normalmente vapor de agua. El agua deberá ser removida a un punto típico de un contenido de 7 libras/MMPC para la mayoría de los sistemas de transmisión de gas, hacia un nivel tan bajo como el parcial ppm de agua y puntos de condensación al menos de -150°F de un tratamiento aguas arriba de equipos criogénicos.

El aumento en la demanda de gas natural obliga a mejorar los procesos de deshidratación y por consiguiente han llevado al desarrollo de nuevos sistemas y a optimizar los yacimientos ya establecidos. Existen varias opciones de procesos que pueden ser utilizadas para llevar a cabo la deshidratación, que permiten la disminución parcial del contenido de agua de la corriente de gas natural, considerando alguna y todas las combinaciones de los procesos de tecnología disponibles, basados en una combinación de factores que incluya obtener las especificaciones del contenido de agua

máxima, optimizar las características del proceso y disposición de la operación, así como garantizar la apropiada utilización de los recursos económicos. De allí como en todos los procesos que abarca la industria química, surge la importancia de la evaluación del sistema de deshidratación del gas natural con trietilenglicol como desecante líquido, en aras de reducir en las plantas los costos operativos y aumentar la producción dentro de los estándares de calidad que rigen el mercado.

1.2. Planteamiento del problema

El gas natural es un recurso no renovable, que debido a sus características se le ha dado una amplia gama de aplicaciones que van desde el uso doméstico hasta las diversas ramas industriales. La importancia del gas natural como recurso energético radica principalmente en el bajo impacto ambiental que tiene en el uso como combustible en comparación con otros carburantes, y en que se trata de un recurso muy importante como materia prima para el sector industrial, así como de un producto final de gran utilidad para los sectores doméstico y comercial. Por estos motivos, por la abundancia de sus yacimientos y el bajo precio del producto, el valor de este hidrocarburo gaseoso ha aumentado significativamente a lo largo de las dos últimas décadas y además cuenta con un mercado internacional en continua expansión, previéndose un aumento de la demanda mundial de este hidrocarburo.

El gas natural debe de pasar por un proceso de purificación, ya que tal como es extraído de los yacimientos contiene algunos componentes indeseables. Las impurezas más frecuentes que se encuentran en el gas natural son el agua, dióxido de carbono, nitrógeno, compuestos de azufre y helio, entre otros, lo que puede ocasionar contaminación, corrosión, taponamiento en tuberías y le resta poder calorífico al gas. El vapor de agua

asociado al gas natural, es uno de los contaminantes más comunes dado los inconvenientes que puede ocasionar tanto en procesos posteriores a los que pudiere estar sometido, como para su transporte en áreas de procesamiento y consumo. Bajo condiciones normales de producción, el gas natural está saturado con agua y debido a incrementos de presión o reducción de temperatura condensa y forma agua líquida, por lo tanto, debe eliminarse para impedir la formación de hidratos sólidos, que se producen cuando el agua libre se combina con las moléculas de gas (metano, etano, propano, entre otros), a temperaturas moderadamente bajas y ocasionando problemas operacionales por el taponamiento de tuberías, válvulas, equipos y algunas líneas de gas. Para minimizar el contenido de agua en el gas, este debe pasar por un proceso de deshidratación.

La deshidratación del gas juega una parte importante en la producción del gas natural, se define como la remoción del agua en forma de vapor que se encuentra asociada con el gas desde el yacimiento. Este proceso es necesario para asegurar una operación eficiente en las líneas de transporte de gas y se puede realizar mediante el uso de un desecante como tamices moleculares o glicoles. La remoción del vapor de agua previene la formación de hidratos del gas, disminuye la corrosión en las tuberías antes que sea transportado y mejora la eficiencia en las mismas, ya que reduce la acumulación de líquidos en las partes bajas de la línea, cumpliendo con las especificaciones del contenido de agua en el gas de venta (4 lb de agua/millón de pie cúbico de gas).

La deshidratación es un proceso que se realiza a través de varias operaciones o de diferentes métodos que se emplean para deshidratar el gas, comenzando con los sistemas mecánicos y posteriormente, los sistemas de absorción y adsorción. Este trabajo de investigación, se inicia con el estudio de los parámetros fundamentales del tema, después de lo cual

se avanza en todo lo inherente al contenido de agua en el gas natural y los procesos que se siguen dentro de la industria del gas para deshidratarlo, hasta ir describiendo los procesos de deshidratación en el gas natural con el estudio de la composición del gas, atendiendo a las características que pudieran afectar el diseño de una planta de deshidratación con la definición de las variables operacionales en un sistema de deshidratación del gas natural.

El estudio de la planta de deshidratación con glicol ocupa la mayor parte de las aplicaciones, con ese fin se describen los procesos de deshidratación, se define las variables operacionales, así como evaluar los factores que influyen en el deterioro del TEG y los problemas operacionales en un sistema de deshidratación del gas natural con TEG.

Este proyecto, permitirá a cualquier lector entender de forma sencilla el funcionamiento de una planta de absorción con glicol y de esta manera poder evaluar los efectos de las variables operaciones sobre el sistema de trietilenglicol en una planta de deshidratación de gas natural.

1.3. Objetivos

Objetivo General.

- Evaluar el efecto de las variables operacionales sobre un sistema de TEG en una planta de deshidratación de gas natural.

Objetivos Específicos.

- Describir los procesos de deshidratación del gas natural.
- Definir las variables operacionales en un sistema de deshidratación del gas natural.
- Evaluar los factores que influyen en el deterioro del TEG en un sistema de deshidratación del gas natural.

- Evaluar los problemas operacionales en un sistema de deshidratación del gas natural con TEG.
- Describir los efectos de las variables operaciones en un sistema de deshidratación del gas natural con TEG.
- Evaluar los efectos de las variables operacionales sobre un sistema de deshidratación con TEG mediante el paquete de simulación HYSYS PLANT 3.2.

Capítulo II

2.1 Marco teórico

2.1.1 Antecedentes

En los últimos años se han realizado diversas evaluaciones y estudios basados en los problemas operacionales que surgen en las diferentes instalaciones de extracción de líquidos en la zona oriental del país.

Molina, Realizó la evaluación del sistema de deshidratación de gas natural con trietilenglicol del tren B de la planta de extracción Santa Bárbara donde determinó las causas del consumo excesivo de TEG: alta velocidad del gas, vaporización y fugas de TEG, y niveles inadecuados del agente deshidratador en los equipos. En base al seguimiento del proceso, realizó propuestas para mejorar su operación, entre ellas: considerar los consumos de las sustancias y materiales involucrados, disminuir la velocidad del gas manejando sus variables, aumentar el flujo de glicol en los serpentines, reemplazar el sello mecánico en la bomba, reponer los niveles de TEG en los equipos y mejorar la filtración.

Mago, evaluó el sistema de estabilización de condensado de la planta de extracción de Líquidos San Joaquín con la finalidad de analizar su operabilidad mediante el uso del simulador HYSYS PLANT 3.2 comparando las corridas de diseño y de operación. Se determinó que existen desviaciones de las variables críticas del proceso debido a variaciones en las condiciones del gas.

2.1.2. Gas natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos gaseosos, producidos por la transformación lenta de la materia orgánica animal y vegetal, especialmente de especies marinas microscópicas, sepultadas durante millones de años a

grandes profundidades. El gas natural proviene de reservorios profundos, contenido en espacios porosos de ciertas rocas, en estructuras geológicas denominadas yacimientos. Algunas veces sube a la superficie de forma natural y es producido solo (gas libre o no asociado), otras veces llega a la superficie con petróleo (gas asociado). Su principal componente es el metano, formado por un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno (CH_4). Conforman con el carbón, petróleo y bitumen el grupo de los combustibles fósiles, los cuales han hecho posible el progreso acelerado de la humanidad en los últimos años.

2.1.2.1. Composición del gas natural

El principal componente del gas natural es el metano (CH_4), cuya fórmula estructural es tetraédrica. La unión de sus átomos es de tipo enlace covalente sencillo. Cuando dicho gas es producido posee muchas otras moléculas como: etano (usado por la industria química), propano (usado en la industria petroquímica para la obtención de etileno y propileno), butanos, pentanos y más pesados. Además puede contener en cantidades variables otros gases como Dióxido de Carbono (CO_2), Sulfuro de Hidrógeno (H_2S), Nitrógeno (N_2), Helio (He), Vapor de Agua (H_2O), entre otros, los cuales se consideran contaminantes del gas natural.

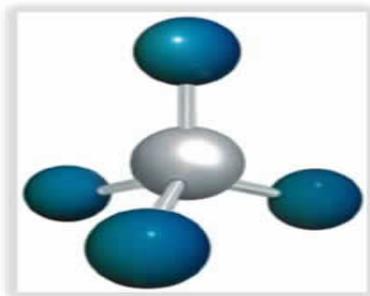


Figura 2.1. Molécula de gas metano (CH_4).

El sulfuro de hidrógeno aparece en el gas de muchos yacimientos petrolíferos y gasíferos, desde trazas hasta una fracción de 10% molar. Sin embargo, puede encontrarse en cantidades excepcionalmente mayores.

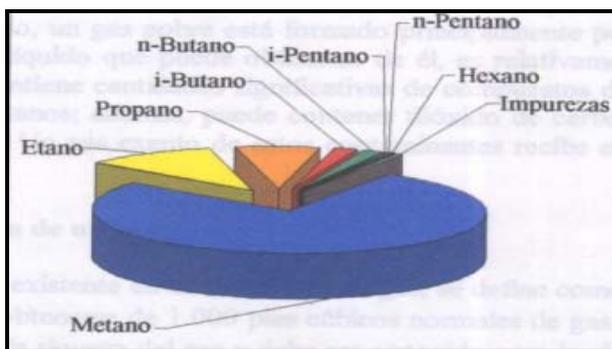


Figura 2.2. Composición del gas natural.

En la figura 2.2 y tabla 2.1 (anexo A) se muestra la variación de porcentajes que podrían tener los componentes del gas. Se muestra que el componente principal es el metano; los otros hidrocarburos, unos en forma de gas y otros como líquidos, son partes del gas en menores porcentajes.

Debido a que las propiedades del gas dependen de sus constituyentes, el principal paso para su establecimiento es la identificación de cada uno de ellos (Análisis cualitativo) y el segundo paso es la determinación de las proporciones en la que los mismos se encuentren presentes (Análisis cuantitativo). Ambos pasos se realizan mediante la aplicación de una técnica conocida en la industria del gas natural como Cromatografía. Además, por otro tipo de análisis se detecta la presencia de otras sustancias que merecen atención debido a que pueden ocasionar trastornos en las operaciones de manejo, tratamiento y procesamiento del gas.

La importancia de la cromatografía radica en que por medio de las respuestas que arroja se puede calcular la cantidad de líquidos susceptibles de extracción a través del cálculo de la calidad o riqueza del gas GPM

(galones de propano y más pesados por mil pies cúbicos de gas), así como también las posibilidades de comercialización, ya que los líquidos del gas natural (LGN) son ricos en componentes como propano, butanos, pentanos y gasolina natural que pueden ser procesados en refinerías y son potencialmente comerciables.

2.1.2.2. Clasificación del gas natural

Dependiendo del estado en que se encuentren la mezcla de hidrocarburos y de las impurezas que contengan, el gas natural puede clasificarse de la siguiente manera:

2.1.2.2.1. Según el contenido de hidrocarburos

➤ Gas pobre (Gas seco)

Este tipo de gas natural está compuesto principalmente de metano con un porcentaje mayor al 90% con pequeñas cantidades de componentes intermedios y pesados (%C₇+). La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura cricondentérmica y ni a las condiciones de yacimiento ni a las de superficie se entra en la región de dos fases durante el agotamiento de presión. Generalmente, un sistema de hidrocarburos que produzca con una relación Gas-Líquido mayor a 100.000 PCN/BN se considera seco. Del gas seco, se puede extraer cierta cantidad de líquidos por medio de procesos criogénicos (enfriamiento).

➤ Gas rico (Gas húmedo)

Es aquel gas del que pueden obtenerse cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos, en donde la composición de la mezcla de hidrocarburos todavía predomina el metano (mayor o igual al 60%), aunque la cantidad de relativa de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor (menor al 12.5%) que en los gases secos. Un gas condensado es un

gas con líquido disuelto, el cual presenta condensación retrógrada isotérmica en un rango de temperaturas (200-400°F) y presiones (3000-8000 lpc).

2.1.2.2. Según el contenido de H₂S

➤ **Gas dulce**

Es aquel gas que posee un bajo contenido de compuestos de azufre (menor o igual a 4 ppm). Dichos compuestos, se consideran impurezas del gas natural y pueden ser mercaptanos (RHS) y en mayor proporción sulfuro de hidrógeno (H₂S).

➤ **Gas agrio**

Es aquel tipo de gas natural que contiene cantidades apreciables de sulfuro de hidrógeno (mayor a 4 ppm) y por lo tanto es altamente corrosivo.

2.1.3. Gas licuado

En términos generales un gas licuado de hidrocarburos, es un líquido que a condiciones normales de presión y temperatura es un gas (Presión atmosférica y temperatura de 60°F). Refrigerar un gas licuado significa bajar su temperatura hasta el punto de ebullición a presión atmosférica.

2.1.3.1. Clasificación de los líquidos del gas natural

Los gases licuados de los hidrocarburos que se manejan en Venezuela podemos clasificarlos en tres tipos:

➤ **Gas licuado de petróleo (GLP)**

El gas licuado de petróleo es una mezcla, en proporción variable de dos componentes del gas natural (propano y butano), que a temperatura ambiente y presión atmosférica se encuentran en estado gaseoso, pudiendo licuarse a esa presión si se enfrían a -43 °C. El GLP es sumamente inflamable y debe ser almacenado lejos de fuentes de calor y en una zona

bien ventilada, para que cualquier fuga se pueda dispersar con facilidad. Un químico especial conocido como “Mercaptano”, se añade al GLP para darle un mal olor que ayude a detectar una fuga. La concentración química es tal, que una fuga puede ser detectada cuando la concentración está muy por debajo del límite inferior de inflamabilidad.

El GLP se almacena y transporta en forma líquida. Posee un mayor poder calorífico que el GNL, siendo sus vapores más pesados que el aire, por lo que tienden a acumularse en zonas más bajas, contrario a lo que ocurre con el gas natural o metano que es más liviano que el aire. Esta modalidad de gas es la que se comercializa para su utilización como combustible doméstico en cilindros presurizados.

➤ **Líquidos del gas natural (LGN)**

El gas natural, tal como se extrae de los yacimientos, contiene impurezas e hidrocarburos condensables, mediante su procesamiento y tratamiento se le eliminan las impurezas y se separa el metano de los otros componentes (Propano, butanos, pentanos, gasolina natural y nafta), los cuales en forma líquida se conocen como líquidos del gas natural (LGN). Estos se extraen del gas natural mediante procesos criogénicos, bajando su temperatura y disminuyendo así el volumen que ocupan en estado gaseoso.

Una gran ventaja que tienen los líquidos del gas natural, es en cuanto su almacenamiento y embarque, esto se deriva del hecho de que $0,03 \text{ m}^3$ (1 Pie³) de metano líquido a -162 °C (-260 °F) es aproximadamente igual a 18 m^3 (630 Pies³) de metano gaseoso. Los líquidos del gas natural son utilizados en el mercado interno como combustible y materia prima para la obtención de plásticos y resinas.

➤ **Gas natural licuado (GNL)**

El gas natural licuado (GNL) es gas natural que ha sido enfriado hasta el punto que se condensa a líquido, lo cual ocurre a una temperatura de aproximadamente $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ y a presión atmosférica. Como resultado, el GNL está compuesto en su mayoría por metano y en proporciones variables etano, propano y butanos. La licuefacción reduce el volumen aproximadamente 600 veces, haciéndolo así más económico para transportar entre continentes en embarcaciones marítimas especiales, donde sistemas de transporte por tuberías tradicionales no sería rentable y podrían ser técnica y políticamente inviables.

2.1.3.2. Contenido de agua presente en el gas natural

El contenido de agua o la cantidad de agua presente en el gas natural depende de la presión, la temperatura y la composición. El efecto de la composición se ve incrementada por la presión y tiene un efecto más importante si el gas contiene CO_2 y H_2S . El gas natural dulce posee un porcentaje de metano por encima del 70% y pequeñas cantidades de hidrocarburos pesados, para el cual existen diversas correlaciones que dependen de la temperatura y de la presión y me permiten determinar la cantidad de agua presente en el mismo.

Es necesario conocer cuánta agua lleva el gas para tomar decisiones en cuanto al tratamiento que se puede emplear para deshidratarlo y de esta manera evitar severos problemas operacionales.

La deshidratación es el proceso por medio del cual se remueve el agua presente en el gas natural y en los líquidos del gas natural, y se realiza para:

- Prevenir formación de hidratos y condensación del agua durante el procesamiento y el transporte del gas.

- Llevar al gas a un contenido de agua dentro de las especificaciones que se requieren. Generalmente, el gas deshidratado mediante absorción con glicol posee un contenido de agua de 7 Lb/MMPCND. Sin embargo, si el proceso requiere de una deshidratación más profunda se usa la adsorción con tamices moleculares llevando la especificación de agua desde 7 Lb/MMPCND hasta 0,01 ppm.
- Prevenir la aparición de la corrosión, lo cual representa un serio problema operacional en el cual se destruyen o deterioran las tuberías de transmisión del gas (gasoductos) y los equipos por donde el mismo pasa.

Para determinar el contenido de agua presente en un gas existen varias correlaciones o métodos gráficos entre los que se encuentran:

1. Correlación de Mc-Ketta Webe

Esta correlación se basa en una serie de gráficas en función de la temperatura y la presión del gas, y del contenido de agua presente en el mismo. Las gráficas a utilizar dependen del tipo de gas al que se le quiera determinar el contenido de agua.

- **Si el gas es dulce (no contiene CO_2 y H_2S).**

Con la presión y la temperatura del gas, se entra al anexo B1 y se determina la cantidad de agua presente en el gas en unidades de Lb/MMPCND.

- **Si el gas es ácido (contiene CO_2 y H_2S).**

Se debe determinar el contenido de agua tanto para el gas, como para el CO_2 y H_2S entrando en los anexos B1, B2 Y B3. Una vez leído el contenido de agua para cada componente se procede a utilizar la siguiente fórmula para calcular el contenido de agua total presente en el gas:

$$W_{(GAS)} = Y_{HCBS}W_{HCBS} + Y_{CO_2}W_{CO_2} + Y_{H_2S}W_{H_2S}$$

(Ec.2.1)

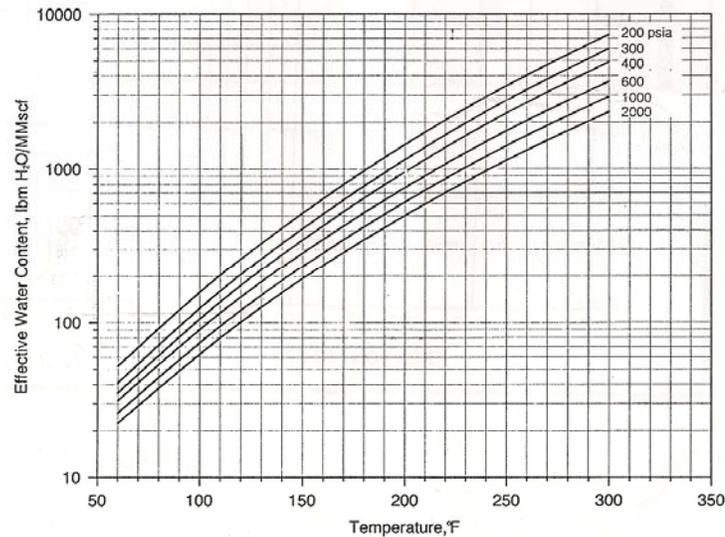


Figura 2.3. Contenido de agua efectiva de CO₂ en los gases de mezcla naturales de temperatura frente a diferentes presiones.

2. Correlación de Bukacek

Esta correlación se basa en la siguiente ecuación:

$$W = \frac{A}{P(Lpca)} + B \text{ [Lb/MMPCN]}$$

(Ec. 2.2)

Donde:

P: Presión del gas en Lpca

A y B son constantes que se encuentran tabuladas en función de la temperatura en el anexo B4.

2.1.3.3. Punto de rocío de los hidrocarburos del gas natural

El punto de rocío de hidrocarburos del gas natural es un parámetro importante de calidad, el cual debe controlarse a lo largo de las etapas de la

cadena de valor del mismo, en donde se requiera un control riguroso de los hidrocarburos que puedan condensar.

Un exacto monitoreo de temperatura de punto de rocío de hidrocarburo en el gas natural, es importante para mantener la calidad y la integridad del gas así como también para cumplir con las especificaciones que se desean alcanzar. Estas especificaciones van a depender del uso que se le quiera dar al gas una vez que es extraído del pozo. Si estudiamos la cadena de valor del gas natural el punto de rocío se controla de diferentes maneras las cuales se mencionan a continuación:

- En la etapa de explotación se debe controlar el punto de rocío en el interior del pozo así como también cuando el gas se encuentra en superficie, esto para el casos de yacimientos de gas condensado y gas húmedo, ya que lo que se quiere es que el gas salga con la mayor cantidad posible de hidrocarburos condensables (GPM elevado) en su estado natural (forma gaseosa), es decir lo que se busca en esta etapa es que no haya cambio de fase de gas a líquido.
- En la etapa de tratamiento (deshidratación) se controla punto de rocío de agua contenida en el gas para evitar que esta ingrese a la etapa de extracción donde la tolerancia de agua es cero.
- En la etapa de extracción se controla punto de rocío de los hidrocarburos, aquí se desea condensar la mayor cantidad posible de propano, butanos, pentanos y componentes más pesados, los cuales generan mayores ganancias económicas en la industria del gas natural.
- En la etapa de almacenamiento y distribución se debe controlar punto de rocío ya que los productos que van a venta como el propano, butanos deben mantenerse en estado líquido, lo cual es un estado contrario al natural que ellos presentan.

El punto de rocío de hidrocarburos es la temperatura a la cual inicia la condensación, una vez que el gas natural es enfriado a presión constante y en consecuencia deja de ser totalmente gaseoso. Cuando la temperatura cae por debajo del punto de rocío, se inicia el proceso de condensado retrogrado.

2.1.3.4. Usos del gas natural y sus líquidos

El desarrollo y perfeccionamiento de la tecnología del gas han contribuido decididamente a que esta fuente natural de energía sea factor importante en la vida moderna, tanto para las industrias como para el hogar.

2.1.3.4.1. Combustible eficiente

Como combustible se utiliza: en la generación de vapor y electricidad, y en los sectores siderúrgicos, petroquímico, eléctrico, del cemento, manufacturero (papel, cartón, textiles, vidrio, alimento, etc.), doméstico, comercial y automotor.

Como combustible, ofrece ventajas que sobrepasan las características, disponibilidad, eficiencia y manejo de otros combustibles y líquidos. Entre las ventajas tenemos:

- Es limpio, por lo tanto los equipos en que se usa como combustible no requieren mantenimiento especial.
- Puede manejarse a presiones deseadas para la entrega en los sitios de consumo.
- Su poder calorífico y combustión son altamente satisfactorios.
- Volumétricamente es susceptible a la compresión o expansión, en función de la relación Presión-Temperatura de trabajo.
- Puede ser transportado por sistemas de tuberías madres, troncales y ramales, especialmente diseñadas, que permiten mantener rangos de volúmenes a presiones deseadas.

2.1.3.4.2. Insumo para procesos

El gas seco, húmedo o condensado, a través de tratamientos, sirve de insumo para la refinación y petroquímica, donde por medio de plantas especialmente diseñadas se hacen recombinaciones de las moléculas de los hidrocarburos para obtener materia prima semi-elaborada para una cadena de otros procesos o productos finales para mercados tanto interno como externo.

El gas natural separado del petróleo (gas asociado) y el gas libre (gas no asociado) procedente de yacimientos, se tratan y acondicionan para obtener gas seco a ciertas especificaciones, que se despacha por gasoductos y redes de distribución a ciudades y centros industriales donde se utiliza como combustible.

El gas sujeto a procesos y tratamientos adecuados, se separa en metano, etano, propano, butanos y componentes más pesados, y finalmente son enviados a plantas petroquímicas para ser convertidos en una variedad de productos finales o semi-elaborados. De igual forma puede ser enviado hacia las refinerías, donde sus moléculas son desintegradas térmicamente y, extracciones adicionales derivadas de los crudos allí refinados, son enviados a las plantas petroquímicas.

En general, el gas natural se usa como materia prima en el proceso de desulfuración (para mejorar la calidad de los derivados del petróleo), en los procesos de reducción del mineral de hierro, en plantas siderúrgicas y en procesos petroquímicos (fabricación de plásticos, amoníaco, ácido nítrico, urea, sulfato y nitrato de amonio y otros fertilizantes, así como para producción de metanol y otros productos químicos).

2.1.3.4.3. Gas de reinyección

El gas natural se usa en programas de inyección en los yacimientos con el propósito de recuperar crudos y/o gases. La reinyección de gas es una alternativa eficiente que se emplea en aquellos yacimientos de crudo con gravedad API ≤ 20 (crudo pesado y extra-pesado) este gas entra a elevadas condiciones de presión y temperatura lo que provoca que el crudo presente en el yacimiento se re-vaporice y tenga la energía necesaria para ascender a superficie.

La reinyección de gas también es aplicable en yacimientos de gas condensado, en este caso la reinyección se aplica para mantener la presión por encima de la presión de rocío para evitar la formación de condensado retrogrado.

2.1.4. Etapas de la cadena de valor del gas natural

Las etapas más importantes de la cadena de valor del gas natural, excluyendo las operaciones de tubería entre cada etapa, son las siguientes:

- Explotación y Producción
- Compresión
- Acondicionamiento
- Extracción
- Fraccionamiento
- Almacenamiento
- Distribución

La producción consiste en llevar desde los yacimientos del subsuelo hasta la superficie a través de pozos productores. En el subsuelo, el gas se encuentra disuelto o en la capa de gas en los yacimientos de condensado (gas asociado) y en yacimientos de gas libre (gas no asociado).

Una vez en la superficie, el gas natural es sometido a un proceso de **separación** de líquidos (petróleo, condensado y agua) en recipientes metálicos a presión denominados separadores. Cuando se trata de gas libre, no asociado con el petróleo, este proceso no es necesario, y el gas va directamente al paso siguiente.

Después de realizar el proceso de separación se realiza el proceso de **tratamiento**, el cual es un paso previo a la fase de procesamiento, para eliminar las impurezas que trae el gas natural, como agua, dióxido de carbono (CO_2), helio y Sulfuro de hidrógeno. El agua se elimina con productos químicos que absorben la humedad; el H_2S se trata y elimina en plantas de endulzamiento. Estas impurezas se recuperan y pueden ser comercializadas con otros fines.

Cuando el gas se encuentra libre de impurezas es enviado a las plantas de **extracción de líquidos** con la finalidad de separar el gas metano seco de los llamados “Líquidos del Gas Natural” (LGN), integrados por propano, butanos, pentanos, gasolina natural y nafta residual. El gas metano seco es enviado a un proceso de **compresión** con la finalidad de aumentarle la presión y enviarlo a sistemas de transporte y distribución para su utilización en el sector industrial y doméstico y en las operaciones de producción de la industria petrolera (inyección en los yacimientos y en los pozos). Los líquidos del gas natural son enviados a las plantas de **fraccionamiento**, donde se obtienen por separado etano, propano, n-butano, i-butano, gasolina natural y nafta residual, que pasan al área de **almacenamiento**, el cual puede ser refrigerado y/o presurizado en recipientes esféricos. Luego, cada producto es **comercializado y distribuido** al mercado nacional e internacional a través de cisternas, tuberías y/o buques.

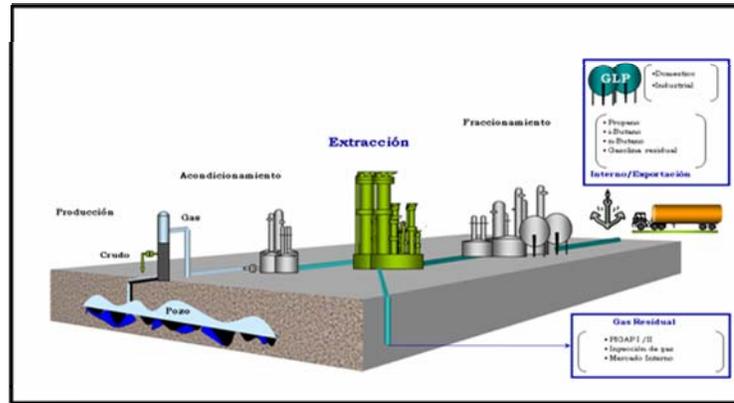


Figura 2.4. Etapas del Gas Natural.

2.1.5. Plantas de extracción de líquidos del gas natural

Las plantas de extracción se encargan de separar los líquidos de la corriente de gas, mediante la condensación de los componentes más pesados (propano, butanos y más pesados), para ser enviados a las plantas de fraccionamiento.

El principio termodinámico, en el cual se basan las diferentes tecnologías de extracción de líquidos, es llevar el gas natural a condiciones de temperatura y presión tal, que se asegure la condensación de los componentes más pesados. Esto puede lograrse, ya sea, con una refrigeración directa (refrigeración mecánica), mediante transferencia de masa (absorción) o a través de una expansión (turbo-expansión y/o expansión Joule Thompson), todo esto manteniendo un control riguroso del punto de rocío del gas.

Los procesos de extracción de líquidos del gas natural cubren una gran variedad de tecnologías. Algunas de estas tecnologías operan a temperaturas de nivel criogénico, condiciones a la cuales, de haber agua presente, formaría hidratos y/o congelaría el proceso.

La selección del proceso a utilizar, su complejidad y el costo dependen del grado de recobro de líquidos que se desea obtener. Sin embargo, a la hora de la selección del proceso de extracción, el factor más importante es la composición del gas. En general, un gas rico requiere mayores gastos de energía a la hora de realizar la refrigeración, mientras que un gas pobre requiere condiciones de proceso más severas (menores temperaturas) para alcanzar un recobro alto.

2.1.5.1. Control del punto de rocío

Aparte de obtener líquidos valiosos como LGN y separar estos líquidos de la corriente de gas seco (metano), las plantas de extracción se encargan de controlar el punto de rocío tanto del agua como del hidrocarburo, para evitar la formación de líquidos en las tuberías de transmisión.

Cuando el gas es transportado en gasoductos, se debe considerar el control de la formación de hidrocarburos líquidos en el sistema, puesto que la condensación de líquidos acarrea una serie de problemas a la hora de realizar mediciones, de caídas de presión, lo que conlleva a trabajar bajo operaciones no seguras.

Para prevenir la formación de líquidos en el sistema, se requiere controlar el punto de rocío del agua y de los hidrocarburos por debajo de las condiciones de operación del gasoducto. En vista de que las condiciones de operación son fijadas por las condiciones ambientales, el flujo en una sola fase solo puede asegurarse mediante la remoción de los hidrocarburos pesados contenidos en el agua.

2.1.6. Descenso del punto de rocío

El descenso del punto de rocío de una corriente de gas natural se define como la diferencia entre la temperatura de rocío del agua en el gas de alimentación de un proceso, y la temperatura de rocío del agua en el gas de

salida. La diferencia entre el contenido de agua del gas de entrada y el gas de salida es la cantidad de agua que debe ser removida mediante deshidratación.

2.1.7. Formación de hidratos

Esta es una de la principal razón por lo que se desea eliminar agua de las corrientes de gas natural. Los hidratos son compuestos sólidos que se forman como cristales, a una temperatura un poco por encima del punto de congelamiento del agua, toman apariencia de nieve.

Bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, el agua líquida y algunos componentes del gas natural se asocian para formar unos compuestos sólidos denominados hidratos, los cuales tienen una densidad aproximada de 56,14 lb/pie³. La formación de hidratos está fuertemente influenciada por la composición de la mezcla de gas. Los compuestos que forman hidratos en los gases naturales son: nitrógeno, CO₂, H₂S y los componentes hidrocarburos: metano, etano, propano e isobutano.

Las condiciones que promueven la formación de hidratos en corrientes de gas natural son las siguientes:

Condiciones primarias.

1. Presencia de agua líquida.
2. Baja temperatura.
3. Alta presión.

Condiciones secundarias.

1. Alta velocidad
2. Cualquier agitación.
3. Pulsaciones de presión.

4. Introducción de cristales de hidratos.

La formación de hidratos se acelera debido a la agitación, pulsaciones de presión (altas velocidades o turbulencia), cristales de hidratos incipientes, y se favorece en sitios tales como: un codo en una tubería, placas de orificio, termo-pozos e incrustaciones y productos de corrosión sólidos en tuberías.

2.1.7.1. Hidratos

Los hidratos son compuestos sólidos que se forman como cristales, tomando apariencia de nieve, se forman por una reacción entre el gas natural y el agua. Su composición es Aproximadamente un 10% de hidrocarburos y un 90% de agua. Su gravedad específica es de 0,98 y flotan en el agua pero se hunden en los hidrocarburos líquidos.

La formación de hidratos en el gas natural ocurrirá si existe agua libre y se enfría el gas por debajo de la temperatura llamada “de formación de hidratos”.

2.1.8. Punto de rocío de los hidrocarburos del gas natural

El punto de rocío de hidrocarburos del Gas Natural es un parámetro importante de calidad, el cual debe controlarse a lo largo de las etapas de la cadena de valor del mismo, en donde se requiera un control riguroso de los hidrocarburos que puedan condensar.

Un exacto monitoreo de temperatura de punto de rocío de hidrocarburo en el gas natural, es importante para mantener la calidad y la integridad del gas así como también para cumplir con las especificaciones que se desean alcanzar. Estas especificaciones van a depender del uso que se le quiera dar al gas una vez que es extraído del pozo. Si estudiamos la cadena de valor del gas natural el punto de rocío se controla de diferentes maneras las cuales se mencionan a continuación:

- En la etapa de explotación se debe controlar el punto de rocío en el interior del pozo así como también cuando el gas se encuentra en superficie, esto para el casos de yacimientos de gas condensado y gas húmedo, ya que lo que se quiere es que el gas salga con la mayor cantidad posible de hidrocarburos condensables (GPM elevado) en su estado natural (forma gaseosa), es decir lo que se busca en esta etapa es que no haya cambio de fase de gas a líquido.
- En la etapa de tratamiento (deshidratación) se controla punto de rocío de agua contenida en el gas para evitar que esta ingrese a la etapa de extracción donde la tolerancia de agua es cero.
- En la etapa de extracción se controla punto de rocío de los hidrocarburos, aquí se desea condensar la mayor cantidad posible de propano, butanos, pentanos y componentes más pesados, los cuales generan mayores ganancias económicas en la industria del gas natural.
- En la etapa de almacenamiento y distribución se debe controlar punto de rocío ya que los productos que van a venta como el propano, butanos deben mantenerse en estado líquido, lo cual es un estado contrario al natural que ellos presentan.

El punto de rocío de hidrocarburos es la temperatura a la cual inicia la condensación, una vez que el gas natural es enfriado a presión constante y en consecuencia deja de ser totalmente gaseoso. Cuando la temperatura cae por debajo del punto de rocío, se inicia el proceso de condensado retrogrado.

2.1.9. Contenido de agua presente en el gas natural

El contenido de agua o la cantidad de agua presente en el gas natural depende de la presión, la temperatura y la composición. El efecto de la composición se ve incrementada por la presión y tiene un efecto más importante si el gas contiene CO_2 y H_2S . El gas natural dulce posee un

porcentaje de metano por encima del 70% y pequeñas cantidades de hidrocarburos pesados, para el cual existen diversas correlaciones que dependen de la temperatura y de la presión y me permiten determinar la cantidad de agua presente en el mismo.

Es necesario conocer cuánta agua lleva el gas para tomar decisiones en cuanto al tratamiento que se puede emplear para deshidratarlo y de esta manera evitar severos problemas operacionales.

La deshidratación es el proceso por medio del cual se remueve el agua presente en el gas natural y en los líquidos del gas natural, y se realiza para:

- Prevenir formación de hidratos y condensación del agua durante el procesamiento y el transporte del gas.
- Llevar al gas a un contenido de agua dentro de las especificaciones que se requieren. Generalmente, el gas deshidratado mediante absorción con glicol posee un contenido de agua de 7 Lb/MMPCND. Sin embargo, si el proceso requiere de una deshidratación más profunda se usa la adsorción con tamices moleculares llevando la especificación de agua desde 7 Lb/MMPCND hasta 0,01 ppm.
- Prevenir la aparición de la corrosión, lo cual representa un serio problema operacional en el cual se destruyen o deterioran las tuberías de transmisión del gas (gasoductos) y los equipos por donde el mismo pasa.

Para determinar el contenido de agua presente en un gas existen varias correlaciones o métodos gráficos entre los que se encuentran:

1. Correlación de Mc-Ketta Wehe.

Esta correlación se basa en una serie de gráficas en función de la temperatura y la presión del gas, y del contenido de agua presente en el

mismo. Las gráficas a utilizar dependen del tipo de gas al que se le quiera determinar el contenido de agua.

Si el gas es dulce (no contiene CO_2 Y H_2S).

Con la presión y la temperatura del gas, se entra al anexo B1 y se determina la cantidad de agua presente en el gas en unidades de Lb/MMPCND.

Si el gas es ácido (contiene CO_2 Y H_2S).

Se debe determinar el contenido de agua tanto para el gas, como para el CO_2 y H_2S entrando en los anexos B1, B2 Y B3. Una vez leído el contenido de agua para cada componente se procede a utilizar la siguiente fórmula para calcular el contenido de agua total presente en el gas:

$$W_{(GAS)} = Y_{HCBS}W_{HCBS} + Y_{CO_2}W_{CO_2} + Y_{H_2S}W_{H_2S}$$

Ec. 2.1

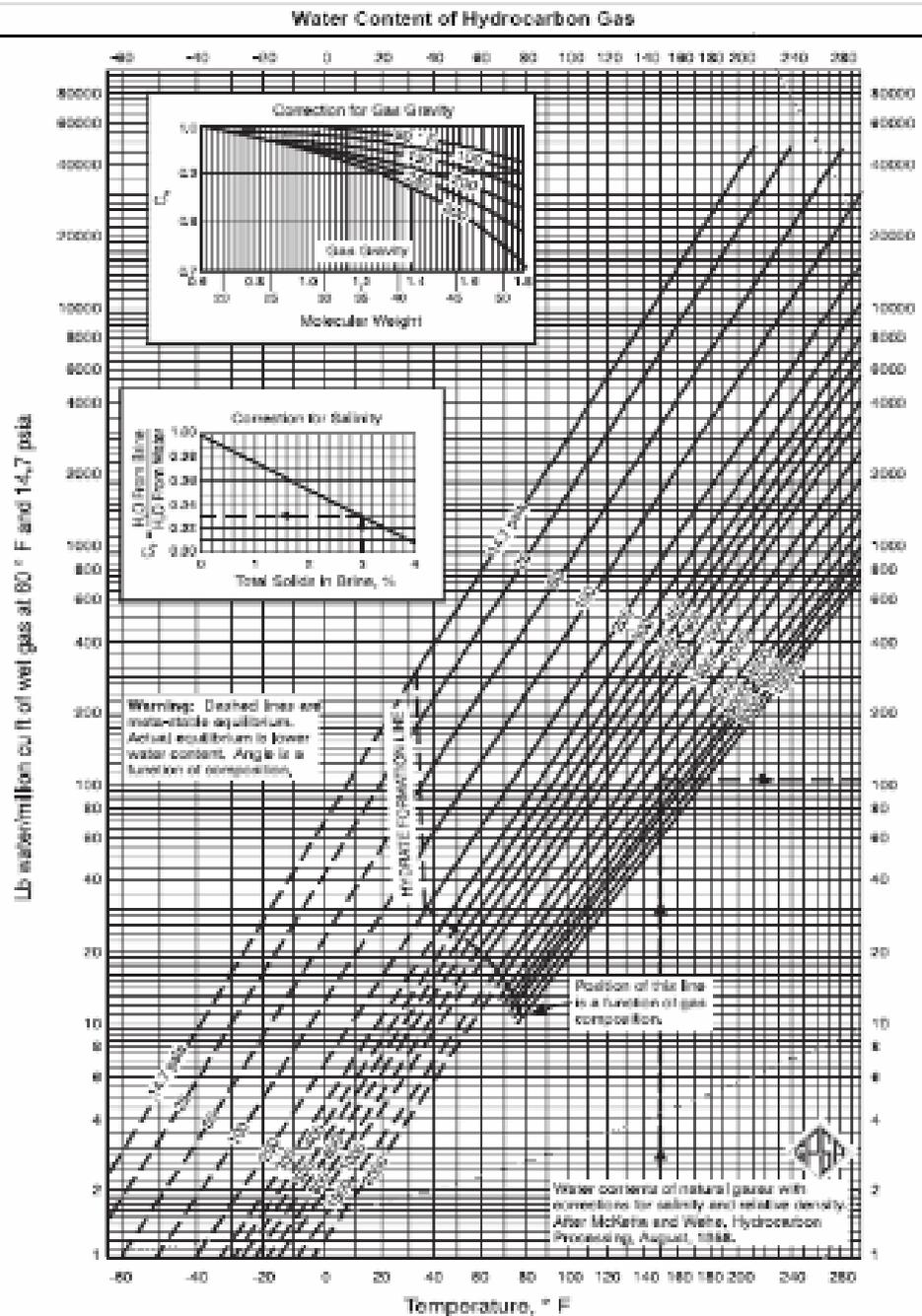


Figura 2.5. Grafica de Mc Ketta-Wehe. Contenido de agua en hidrocarburos gaseosos.

- La gráfica permite conocer el contenido de agua que transporta el gas, siempre que esté completamente saturado. Se mide en libras por cada millón de pies cúbicos de gas a condiciones normales (14,7 lpcá y 60° F), a la presión y temperatura a la cual se encuentre la mezcla de hidrocarburos.
- Este contenido de agua se refiere al gas dulce (sin CO₂ ni H₂O) y puede ser corregido por efectos de la gravedad del gas y el contenido de sales.
- El llamado gráfico de Mc Ketta, tiene una línea indicativa de las condiciones de presión y temperatura por debajo de las cuales se puede esperar la formación de hidratos. Lógicamente si el gas esta deshidratado esta predicción debe ser aplicada cuidadosamente.

2. Correlación de Bukacek

Esta correlación se basa en la siguiente ecuación:

$$W = \frac{A}{P_{(Lpca)}} + B \text{ [Lb/MMPCN]} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

P: Presión del gas en Lpca

A y B son constantes que se encuentran tabuladas en función de la temperatura en el anexo B.

2.1.10. Problemas en tuberías y plantas de procesamiento

2.1.10.1. Corrosión en tuberías

Causadas por el H₂S y/o el CO₂ los cuales se disuelven en el agua formando ácidos que son altamente corrosivos.

2.1.10.2. Reducción de la capacidad de transmisión de gas en las tuberías

El agua líquida puede depositarse en las partes bajas de las tuberías e incrementar la caída de presión y/o producir tapones de líquido. Por otro lado, la presencia de agua libre también ocasiona serios problemas en plantas de extracción de líquidos del gas natural y en equipos secundarios tales como: intercambiadores de calor, compresores, instrumentos, etc.

2.1.10.3. Formación de hidratos en tuberías

Los hidratos son cristales formados por agua líquida e hidrocarburos livianos, CO₂ o H₂S. Estos cristales se pueden formar aun a altas presiones y temperaturas mayores de 32° F. Los hidratos pueden taponar válvulas, conexiones, líneas de gas, entre otros.

Es normal que, en el gas natural exista agua en estado de vapor, la cantidad que los hidrocarburos gaseosos pueden transportar se mide con equipos adecuados llamados medidores del punto de rocío. Es obvio que este parámetro se puede referir tanto a los hidrocarburos líquidos, como el agua.

La presión y/o temperatura del hidrocarburo incide en la cantidad de agua que puede retener; así, a presión constante, a medida que se enfría un volumen dado de gas natural, su capacidad disminuye.

2.1.11. Tipos de procesos de deshidratación del gas natural

Los métodos de deshidratación del gas natural más usados son cinco y aunque ninguno es inequívocamente superior a los otros, es conveniente conocerlos todos para así poder seleccionar al más indicado en la resolución de un problema dado.

En general, para remover el vapor de agua presente en el gas natural existen diversos métodos de deshidratación que, de acuerdo a su principio de operación, pueden ser clasificados de la forma siguiente:

a) Absorción con solventes físicos: Desecantes líquidos (glicoles, metanol). Éste usa usualmente uno de los glicoles, con contacto del gas y desecante en una columna de absorción a temperatura ambiente. También se aplica en combinación con el enfriado, a temperaturas ambiente más bajas. Es el proceso más aplicado, usado extensivamente en operaciones de producción y en varias refinerías y en plantas de operación química.

b) Adsorción en lecho sólido: Desecantes sólidos (alúmina, silica gel, tamices moleculares). Los tamices moleculares han encontrado una amplia aceptación en la industria de proceso de gas para la alimentación de plantas criogénicas de aplicaciones de condicionamiento y algunas aplicaciones de gas agrio con formulas de ataduras resistentes especiales al ácido.

c) Refrigeración: Enfriamiento debajo del punto de condensación inicial. Mientras más baja la temperatura, menor será el contenido de vapor de agua saturada en del gas. Este método requiere usualmente algunos medios de prevención de hidrato y es aplicado como Separación de Temperatura Baja. El glicol-etileno es usualmente utilizado para la temperatura más baja del LTS para la prevención de hidratos y la deshidratación simultánea del gas. Esta aproximación es combinada frecuentemente con inyecciones directas de glicol en la parte delantera de las plantas de refrigeración o plantas de absorción de escaso aceite. También han sido combinadas nuevas tecnologías de expansión con inyección directa para lograr la deshidratación.

d) Compresión o expansión: Es una parte típica del sistema de producción, recolección de gas y arreglos del proceso. Expansión de presión

para conseguir enfriamiento por el efecto Joule-Thompson, se aplica normalmente con adición o sin adición de inhibidores de hidrato. Sin embargo, en algunos casos, este simple acercamiento puede ser suficiente para uso de campo de los sistemas de elevación de gas.

e) Reacciones químicas: inyección o bombeo de un líquido reductor del punto de rocío como el metanol.

Los procesos de deshidratación de gases naturales más usados a nivel mundial son los basados en glicoles y desecantes sólidos. Debido a su importancia, se presentan a continuación las ventajas y desventajas de ambos procesos. Los procesos de deshidratación de glicol tienen las siguientes ventajas (sobre los procesos de desecantes sólidos):

a) Bajo costo de instalación.

b) Baja caída de presión (5-10 lpc) en comparación con unidades de desecantes sólidos (10-50 lpc).

c) Proceso continuo, no por carga.

d) La reposición del glicol se realiza fácilmente, mientras que las cargas de las torres de desecantes sólidos consume mucho tiempo.

e) La unidad de glicol requieren menor cantidad de calor de regeneración por libra de agua removida.

f) Los sistemas de glicol tienen la capacidad de operar en presencia de materiales o componentes que pueden producir daños en los desecantes sólidos. Por ejemplo, hidrocarburos pesados.

g) Las unidades de glicol pueden deshidratar el gas natural hasta obtener un contenido de agua de 0,5 lbs. de agua/MMPCS.

Sin embargo, la deshidratación con glicol tiene las siguientes desventajas:

a) Los puntos de rocío del agua por debajo de -25°F requieren gas de despojamiento en la columna de regeneración.

b) El glicol es susceptible a contaminación.

c) El glicol es corrosivo cuando está contaminado o descompuesto.

Por otro lado, los procesos con desecante sólidos, ofrecen las siguientes ventajas con respecto a los procesos de deshidratación con glicol:

a) Se pueden obtener puntos de rocío del gas tan bajos como -150°F (1 ppmv de agua).

b) Son pocos afectados por pequeños cambio en la presión, la temperatura y el caudal de gas.

c) Son menos susceptibles a formación de espuma o corrosión en los equipos.

Las desventajas de los desecantes sólidos son:

a) Alto costo.

b) Alta caída de presión (10-50 lpc).

c) Se contaminan fácilmente con hidrocarburos pesados, CO_2 , H_2S , agua libre.

d) Tendencia al rompimiento mecánico de las partículas del desecante.

e) Las instalaciones ocupan gran espacio y los equipos son muy pesados.

f) Altos requerimiento de calor de regeneración en los lechos.

g) Altos costos de operación.

2.1.11.1 Proceso de absorción con glicol

La absorción de gases es una operación, en la cual, la corriente de gas natural se pone en contacto con un solvente líquido que tenga la capacidad de absorber los componentes más pesados del gas, con el fin de separarlos de manera selectiva y obtener una solución de estos en el líquido, para posteriormente ser separados del medio líquido en una torre de destilación.

Los glicoles y el metanol son los líquidos generalmente más usados en la deshidratación del gas natural. El trietilenglicol (TEG), es el más usado en procesos de absorción, ya que permite obtener temperaturas inferiores al punto de rocío y que las pérdidas de vapor sean menores que las obtenidas con otros glicoles. Sin embargo, el TEG no debe usarse para temperaturas inferiores a 50 °F, debido a problemas que pueden presentarse por aumento de la viscosidad.

En todo proceso de deshidratación la tasa de circulación o el caudal de glicol es muy importante, porque de ella depende que ocurra un buen contacto entre el líquido y el gas, por lo tanto un buen proceso de deshidratación. La ecuación para obtener el caudal de glicol requerido en el proceso está definida por la siguiente forma:

$$Q_{\text{TEG}} = R * \Delta W \quad (\text{Ec.2.3})$$

Donde:

Q_{TEG} = Glicol requerido en el proceso (gal TEG/MMPCN de gas procesado).

R: Relación Glicol-Agua removida (gal TEG/Lb H₂O removida).

ΔW : Cantidad de agua removida del gas (Lb de H₂O/MMPCN).

Entonces:

$$\Delta W = W_1 - W_2$$

(Ec.2.4)

Donde:

W_1 : Cantidad de agua en el gas húmedo (Lb de H₂O/MMPCN).

W_2 : Cantidad de agua en el gas seco (Lb H₂O/MMPCN).

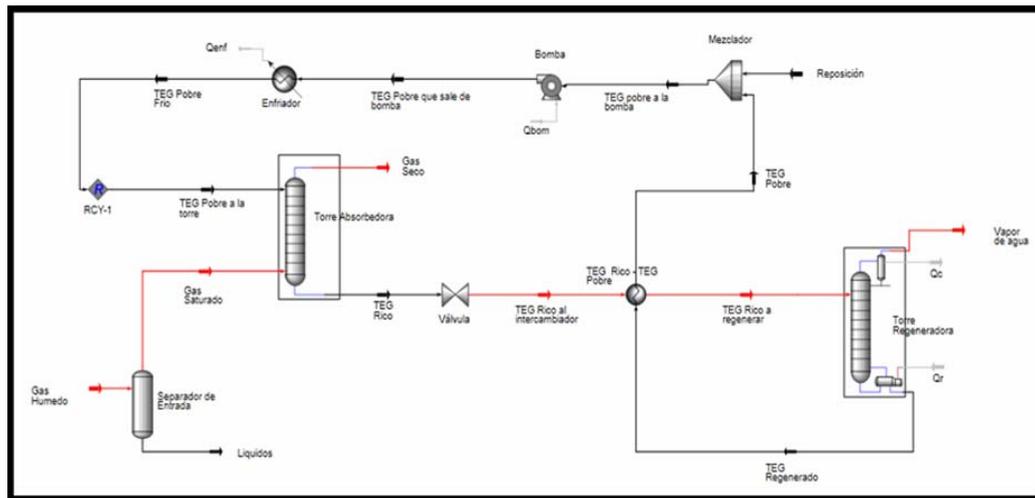


Figura 2.6. Diagrama de proceso de una unidad de deshidratación de gas natural con TEG.

2.1.12. Equipos principales en un proceso de deshidratación de gas natural utilizando trietilenglicol.

En la industria petrolera nacional, los métodos de deshidratación de gas natural más utilizados están basados en la absorción del agua con glicol.

La absorción con glicol es uno de los métodos más comunes para deshidratación de gas. El proceso consiste en contactar el gas húmedo a alta presión en contracorriente con el líquido desecante en un absorbedor.

La estructura interna de la columna absorbidora puede ser de, platos de campana de burbujeo, empaque estructurado o empaque al azar. La solución pobre de TEG entra por el tope de la columna y absorbe el agua. El gas seco sale por el tope del absorbedor mientras que la solución rica de TEG (rica en agua), sale por el fondo y es regenerada en la sección de regeneración de glicol.

2.1.12.1. Torre de absorción o torre contactora gas - glicol

Un aparato frecuentemente utilizado en absorción de gases y en algunas operaciones es la torre de relleno, 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 la torre contactora de glicol. El agua en el gas de entrada es removida hasta 7Lb/MMPCS 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 y al Sistema de Regeneración de glicol.

El gas parcialmente seco fluye de la contactora de glicol al filtro coalescedor del gas de entrada, el cual remueve algo de glicol entrante con el gas.



Figura 2.7. Torre de absorción o torre contactora gas - glicol.

2.1.12.2. Tanque flash o tanque de venteo

Es también considerado un separador gas-aceite-glicol (G-A-G). 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.

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.



Figura 2.8. Tanque flash o tanque de venteo.

2.1.12.3. Depurador de entrada

El depurador (scrubber) de entrada previene inundaciones 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 rehervidor (reboiler) e incrementando sumamente la carga de calor al rehervidor (reboiler) y altos requerimientos de gas. Los resultados de no usar el depurador (scrubber) de entrada incrementan las pérdidas de glicol y gas húmedo. Si el agua contiene sales y sólidos estos podrían depositarse en el rehervidor (reboiler) ensuciando las superficies de calentamiento y posiblemente causar incendio. Si hidrocarburos líquidos están presentes, estos podrían pasar a la columna despojadora del rehervidor (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 Trietilenglicol 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 depurador (scrubber) de entrada es sobrecargado. El uso de un depurador (scrubber) de entrada

bien diseñado es esencial para la eficiente operación de la planta de deshidratación con glicol.

2.1.12.4. 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 depurador (scrubber) antes de ingresar a la contactora de glicol. El filtro remueve algunas partículas del gas de hasta 3 micrones.

2.1.12.5. Torre de regeneración o columnas destiladoras

Las columnas destiladoras son pequeñas, generalmente contienen una sección empacado para el contacto liquido-gas, mientras que las unidades muy grandes casi siempre se usan bandejas. Cualquier arreglo es satisfactorio, si se tiene un diseño sólido.

En estas columnas los procesos de separación alcanzan sus objetivos mediante la creación de dos o más zonas que coexisten y que tienen diferencias de temperatura, presión, composición y/o fase. Cada especie molecular de la mezcla que se vaya a separar reaccionara de modo único ante las distintas condiciones presentes en esas zonas. En consecuencia, conforme el sistema se desplaza hacia el equilibrio, cada especie presentara una concentración diferente en cada zona, dando como resultado una separación entre las especies.

El proceso de destilación o fraccionamiento consiste en separar una mezcla de dos o más sustancias volátiles en sus componentes, utilizando la diferencia entre los puntos de ebullición de cada uno de ellos. Se utiliza varios tipos de dispositivos como por ejemplo el relleno aleatorio u ordenado y las bandejas de platos.

2.1.12.6. Área de burbujeo

El área de burbujeo puede tener varios tipos de dispositivo tale como válvulas, campanas de burbujeo o los orificios de los platos de tamiz. Los platos con campanas fueron las preferidas por parte de la industria y aun son usadas en muchas instalaciones. Una bandeja de este tipo, diseñada apropiadamente, puede tener prácticamente una ilimitada relación de cambio, es decir, puede ser operada hasta con un flujo de vapor casi nulo, sin un significativo descenso de su funcionamiento.

Las bandejas de plato perforado (tipo tamiz) son unos dispositivos ampliamente usados en la industria. Ellas son fáciles de diseñar con el nivel actual de desarrollo del orificio y se operan con la confiabilidad para la mayoría de los campos de actividad de operación. Operan con aproximadamente 30% del valor máximo de la tasa de flujo de vapor. No hay “lagrimeo” de líquido desde la bandeja superior aun a esta tasa tan baja.

Las bandejas de válvulas existen muchos diseños disponibles. Básicamente, son bandejas de plato perforado con válvulas móviles colocadas sobre las perforaciones. Este diseño tiene alta capacidad, amplio campo de operación y buena eficiencia de separación. Hay también bandejas equipadas con válvulas rectangulares. La mezcla del líquido y vapor sobre la bandeja cubre una amplia gama de regímenes de flujo, desde burbujeo hasta la condición de pulverización, dependiendo de los sistemas y de las condiciones de operación. La mayoría de las bandejas deben operarse por encima de una cierta tasa, a fin de obtener comportamiento satisfactorio.

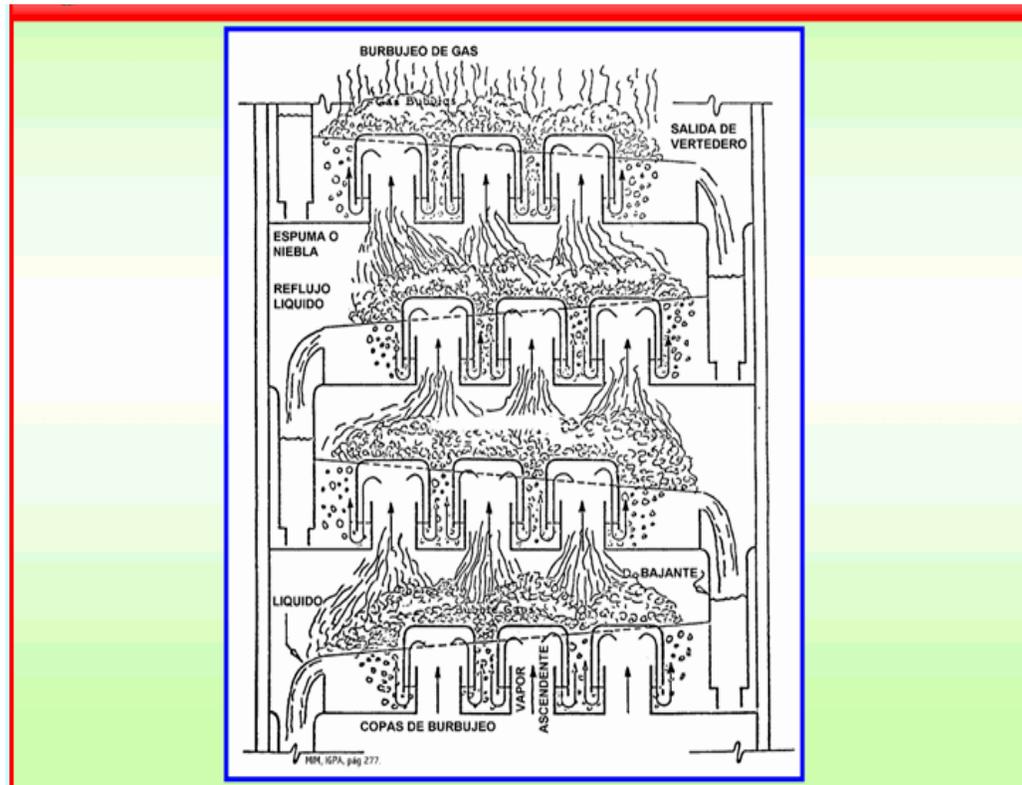


Figura 2.9. Área de burbujeo de una torre de fraccionamiento.

2.1.12.7. 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.

En el rehervidor, a base de aceite caliente, 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.



Figura 2.10. Rehervidor de Glicol.

2.1.12.8. Bomba de circulación de glicol

Las más usadas son de desplazamiento positivo. La velocidad máxima de la bomba debe estar comprendida en el rango de 300 a 350 rpm.

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

Las partes de la bomba no deben tener contacto directo con el glicol. Esto a fin de evitar que el glicol se contamine, ya que se produce espumaje en el sistema y el producto se sale de las especificaciones del diseño.

La temperatura máxima de bombeo debe ser del orden de 250°F.

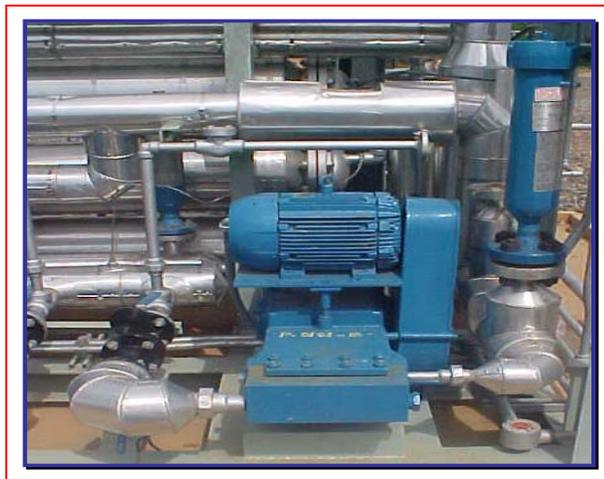


Figura 2.11. Bomba de circulación de glicol.

2.1.12.9. Enfriador de glicol pobre

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

2.1.12.10. Filtros

La filtración del TEG es requerido para eliminar problemas de operación. En la Planta de gas, los filtros son instalados aguas abajo del Tanque flash,

donde el mayor volumen de gases disueltos ha sido liberado para maximizar la capacidad de los filtros. Los filtros de partículas son usados 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.

2.1.12.11. 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.



Figura 2.12. Filtro de carbón activado.

2.1.12.12. 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.

2.1.13. Propiedades de los glicoles

Diferentes sistemas pueden ser usados dependiendo de la concentración de TEG a ser alcanzada. Usualmente la regeneración del glicol gastado es obtenida por destilación de la solución a presión atmosférica. La temperatura de regeneración está limitada por la degradación térmica del glicol. La pureza que puede ser alcanzada es aproximadamente 98,8%.

Cuando más alta pureza de glicol es requerida, se hace necesario operar bajo operaciones de vacío o adicionando un gas de arrastre en orden para reducir la presión parcial del agua.

El dietilenglicol 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 trietilenglicol (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 tetraetilenglicol al parecer tiene aplicaciones para altas temperaturas de gas de entrada sin excesivas pérdidas por vaporización.

Rango de temperatura operacional de los diferentes glicoles:

- Dietilenglicol: $\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2\text{OH}$. Temperatura operacional menor a 50°F
- Trietilenglicol: $\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2\text{OH}$. Temperatura de operación entre $50^\circ\text{F} - 120^\circ\text{F}$.
- Tetraetilenglicol: $\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2\text{O}-\text{CH}_2\text{CH}_2\text{O}-\text{CH}_2\text{CH}_2\text{O}-\text{CH}_2\text{CH}_2\text{OH}$. Temperatura de operación mayor a 120°F .

La data de Gallagher y Hibbert, indica la temperatura a la cual se inicia la descomposición térmica de los glicoles.

El Etilenglicol es considerado más volátil que el Dietilenglicol, por tanto, no es usado para la deshidratación de gas con equipos convencionales. Ver tabla 2.2 y 2.3, anexo A.

2.1.13.1. Viscosidad

Los fluidos que tienen viscosidad de 100 a 150 centipoises, fluyen con dificultad, por eso es importante conocer la concentración de glicol y temperatura de trabajo del equipo deshidratador.

2.1.13.2. Reducción del punto de rocío

Cuando el glicol absorbe agua, se reduce la temperatura de rocío del gas natural, a esto se llama reducción del punto de rocío. La reducción del punto de rocío se ve afectada por:

1. Rata de flujo de glicol.
2. Temperatura de contacto en el tope del absorbedor eficiencia del contacto glicol/gas.
3. Concentración del glicol pobre.

2.1.13.3. Solubilidad

El glicol es soluble en condensados. El trietilenglicol es más soluble que el dietilenglicol, la solubilidad del TEG es de 500 ppm a 90°F, mientras que la del DEG es solamente de 350ppm. En el caso de hidrocarburos aromáticos la solubilidad del glicol es todavía mayor.

2.1.13.4. Presión de vapor

Es importante conocer la presión de vapor del glicol para determinar las perdidas por evaporación. Ver tabla 2.4, anexo A.

Las pérdidas de glicol por evaporación también deben ser consideradas cuidadosamente. En el regenerador se producen altas perdidas de EG por efectos de la evaporación, al tratar de alcanzar concentraciones del 95%, mientras no sucede lo mismo cuando se requiere purezas del 98.5% de TEG.

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

En el marco metodológico del presente trabajo, se introducirán los diversos procedimientos técnicos más apropiados para recopilar, presentar y analizar los datos, con la finalidad de cumplir con el propósito general de la investigación planteada. En tal sentido, se desarrollaran importantes aspectos relativos al tipo de estudio y a su diseño de investigación, incorporados en relación a los objetivos establecidos, que en este caso, se trata de una investigación descriptiva documental, donde se emplearan técnicas de recolección de datos, características esenciales, formas de comparación, presentación de datos y el análisis e interpretación de los resultados que permitirá destacar las evidencias más significativas encontradas en relación a la evaluación del efecto de las variables operacionales sobre el sistema de una planta de deshidratación de gas natural con trietilenglicol.

Para llevar a cabo el desarrollo de este proyecto de investigación, se tomo como base una metodología que permite describir de manera clara, puntualizada y sencilla las etapas necesarias para lograr el cumplimiento de los objetivos.

3.1. Etapas del proyecto

3.1.1. Revisión bibliográfica

En esta primera etapa se empleara una serie de instrumentos y técnicas de recolección de la información, orientadas de manera esencial a alcanzar los fines propuestos, basándose principalmente en la recopilación de información concerniente al tema, mediante la consulta de libros, manuales, tesis de grado, publicaciones en internet, entre otros, que servirá como base

teórica y marco de referencia, con la finalidad de ampliar el conocimiento referente a la evaluación del proceso de deshidratación del gas natural con TEG.

3.1.2. Elaboración Del Trabajo De Grado

Dada la naturaleza del estudio y en función de los datos que se requieren, una vez finalizado el análisis y tomando en cuenta todas las perturbaciones hechas a las variables operacionales mediante la exploración profunda de las referencias documentales y el uso de un simulador de proceso respectivamente, se realizara el informe final, en el cual se explicara de manera sencilla y concreta, la discusión de resultados, consideraciones y comparaciones que permita garantizar una evaluación, con el fin de optimizar el sistema de deshidratación del gas natural con TEG.

3.1.3. Describir los procesos de Deshidratación Del Gas Natural

Este objetivo es fundamental para lograr el principio elemental de esta investigación, que no es más que la evaluación del efecto de las variables operacionales de un sistema de deshidratación de gas natural.

Para el desarrollo de esta etapa se utilizo el diagrama de flujo de proceso que aparece en el marco teórico, figura 2.6. Mediante dicho diagrama se hará una descripción de la función de todos los equipos que integran una planta de deshidratación de gas natural con TEG, así como una breve descripción de un sistema de deshidratación de gas natural usando tamices moleculares.

3.1.4. Definición De Las Variables Operacionales En Un Sistema De Deshidratación Del Gas Natural

Basándonos en el diagrama de flujo del proceso de deshidratación del gas natural (ver figura 2.6.), y teniendo en cuenta el solvente utilizado se

definieron los parámetros que intervienen o rigen dicho proceso. Destacándose entre ellas:

Temperatura de gas de entrada (Gas saturado).

Temperatura del glicol.

Presión del gas de entrada (Gas saturado).

Niveles de glicol en el equipo.

Temperatura en el rehervidor.

Flujo de calor en el rehervidor.

3.1.5. Evaluación De Los Factores Que Influyen En El Deterioro Del TEG En Un Sistema De Deshidratación Del Gas Natural

A fin de establecer y evaluar los factores que me pudieran afectar el buen funcionamiento del sistema de deshidratación planteado, se desarrollara en esta etapa un análisis que nos permita evaluar los factores que influyen en el deterioro del TEG. Generalmente en 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, originando productos fuera de especificación.

3.1.6. Evaluación De Los Problemas Operacionales En Un Sistema De Deshidratación Del Gas Natural Con TEG

Conociendo los equipos que se encuentran presente en el sistema de deshidratación del gas natural con TEG, en esta etapa se plantean los posibles problemas operacionales con la finalidad de obtener una posterior acción correctiva que garantice la estabilidad de la unidad de deshidratación evaluada.

3.1.7. Evaluación De Los Efectos De Las Variables Operacionales Sobre Un Sistema De Deshidratación Con TEG Mediante El Paquete De Simulación HYSYS PLANT 3.2

Para llevar a cabo el desarrollo de este objetivo se utilizara el paquete de simulación Hysys Plant 3.2, importante herramienta creada por Hyprotech. En esta sección se perturbarán las variables operacionales encargadas de regir el proceso de deshidratación del gas natural con TEG. Se procederá a manipular la temperatura del gas de entrada y del TEG pobre a la entrada de la torre Absorbedora, así como también, la presión del gas de entrada y del TEG pobre a la entrada de la torre contactora y por consiguiente se modificara el caudal de TEG pobre que entra a la torre Absorbedora, todo esto con la finalidad de evaluar el comportamiento del agua en las corrientes de salida del proceso de deshidratación.

3.1.7.1. Descripción Del Proceso De Deshidratación Del Gas Natural Con Glicol

Conociendo cada uno de los equipos que conforman una planta de deshidratación y teniendo en cuenta los parámetros necesarios para el funcionamiento de la misma se procedió a realizar el montaje de la planta empleando el simulador Hysys 3.2.

3.1.7.2. Construcción de una planta de deshidratación empleando el simulador de proceso HYSYS 3.2

1. Al ingresar al simulador Hysys se selecciona un nuevo caso activando así la ventana "Simulación basis manager" como se muestra en la figura.



Figura 3.1. Fase inicial del simulador.

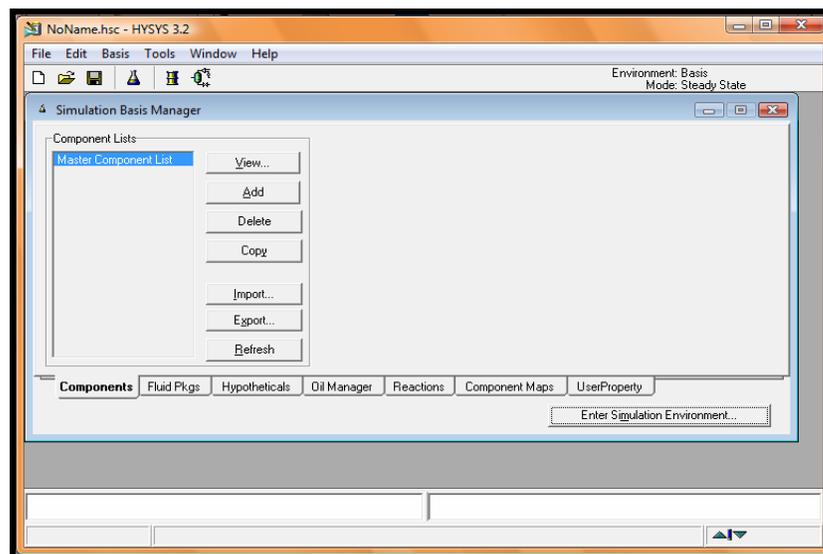


Figura 3.2. Definición de un nuevo caso en Hysys en su versión 3.2.

2. Se agregan todos los componentes que intervienen en el proceso, seleccionándolo de las opciones que proporciona el simulador en la pantalla "Component list view", una vez seleccionado los componentes a utilizar en la simulación debe cerrarse esta ventana volviendo así a

la pantalla “Simulación basis manager” donde se procederá a seccionar el paquete de fluido correspondiente.

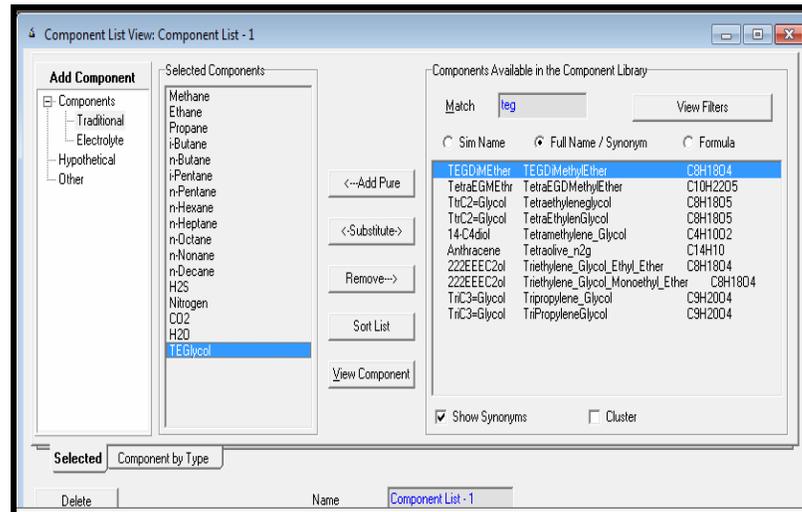


Figura 3.3. Selección de los componentes mediante el “Component list view”.

3.1.7.3. Selección del paquete termodinámico a ser empleado en la simulación

En el simulador de procesos Hysys 3.2, existen diferentes métodos termodinámicos (modelos matemáticos), para determinar las propiedades de los componentes que conforman un proceso cualquiera. Para la selección del método termodinámico o paquete de propiedades en Hysys se siguieron los siguientes pasos:

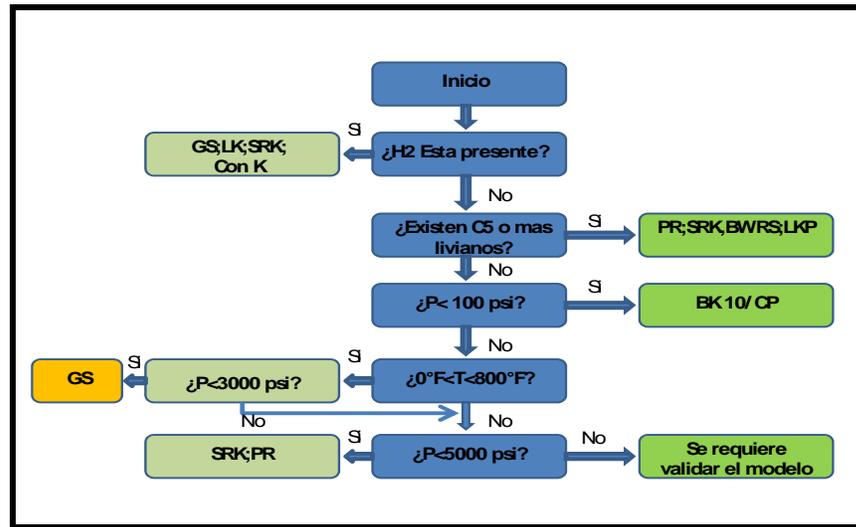


Figura 3.4. Esquema para le selección de paquetes termodinámicos. Hysys plant 3.2.

Donde:

GS: Grayson Street.

LK: Lee Kesler.

SRK: Soave Redlich Kwong.

PR: Peng Robinson.

BWRST: Benedict-Webb Rubin-Starling Twu.

LKP: Lee-Kesler-Plocker.

BK 10/CP: Braun K 10 con Curl-Pitzer.

Para la secuencia de selección, se tomo en cuenta que las características del gas natural de entrada a la planta, no existe presencia de hidrogeno (H2) y si de C5 o mas livianos. Estas consideraciones dejan la posibilidad de escoger las siguientes ecuaciones de estado: Peng-Robinson (PR), Soave Redlich Kwong (SRK), Benedict-Webb Rubin-Starling Twu (BWRST) y Lee Kesler-Plocker (LKP), de las cuales se selecciono la primera.

Tabla 3.1. Rango de operación del paquete termodinámico seleccionado.

Paquete Termodinámico	Rango de Temperatura (°F)	Rango de Presión (psia)
Peng-Robinson (PR)	-160 a 800	0 a 5000

3. La selección del paquete de ecuaciones a utilizar se realiza en la pantalla “Fluid package: Basis-1”, una vez seleccionado el paquete de ecuación se pueden visualizar las propiedades que necesitan los componentes, esta ventana también debe cerrarse, la cual se muestra a continuación.

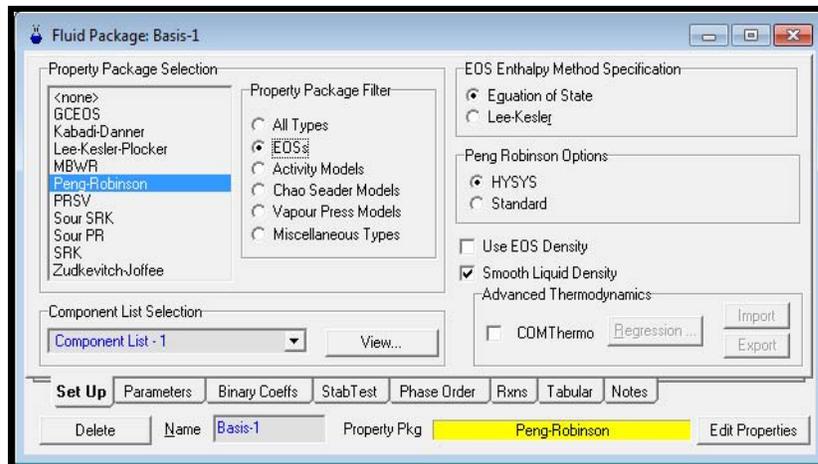


Figura 3.5. Selección de paquete de fluido.

4. Al hacer click en “Enter simulation environment” se entra al ambiente de simulación “Simulation environment” y al mismo tiempo la paleta, en esta se seleccionan los equipos y corrientes de materia y/o energía que se introducirán al sistema de simulación. La paleta se divide en cuatro secciones, la primera donde se ubican las corrientes de materia (Flecha azul) y de energía (Flecha roja), en la segunda se muestran los equipos de separación de fase, presión, transferencia de calor y reactores, la tercera muestra los equipos de transferencia de masa y

por último la de operaciones lógicas. Esta ventana se puede visualizar a continuación.

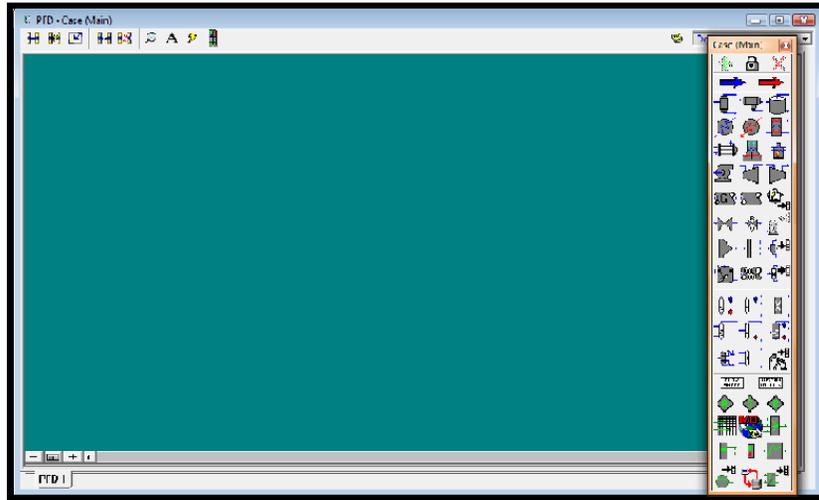


Figura 3.6. Pantalla para la construcción del diagrama de proceso y pantalla de equipos.

5. Para agregar los equipos y las corrientes a utilizar se selecciona cada una en la paleta y se le hace click a la cruz verde o se selecciona en la paleta y se lleva a la pantalla de dibujo, a estos se les debe colocar las condiciones mínimas y composición para que queden especificadas, en el caso de las corrientes se evidencia con el cambio de color de azul celeste a azul marino y en los equipos cuando cambian de color rojo a gris con los bordes negros.

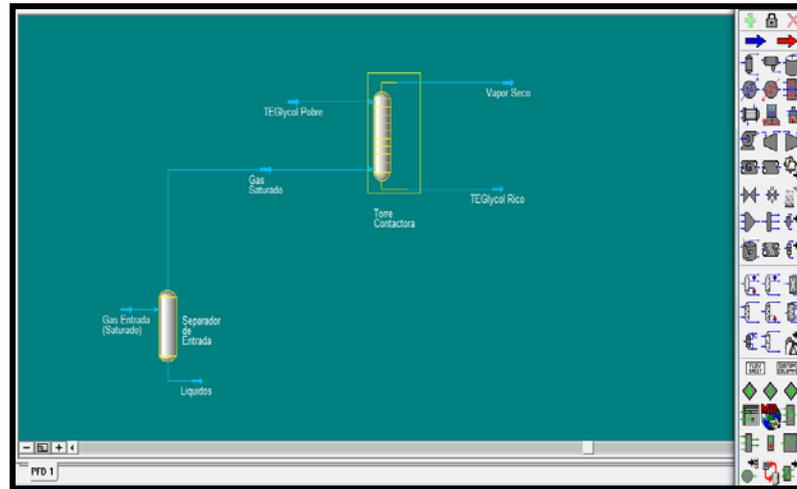


Figura 3.7.- Selección de los equipos y corriente de materia.

Worksheet	Stream Name	Gas Entrada (Saturado)
Conditions	Vapour / Phase Fraction	<empty>
Properties	Temperature [F]	<empty>
Composition	Pressure [psia]	<empty>
K Value	Molar Flow [lbmole/hr]	<empty>
User Variables	Mass Flow [lb/hr]	<empty>
Notes	Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	<empty>
Cost Parameters	Molar Enthalpy [Btu/lbmole-F]	<empty>
	Heat Flow [Btu/hr]	<empty>
	Liq Vol Flow @Std Cond [barrel/day]	<empty>
	Fluid Package	Basis-1

Worksheet Attachments Dynamics

Unknown Temperature

Delete Define from Other Stream...

Figura 3.8.- Ventana de condiciones para especificar una corriente.

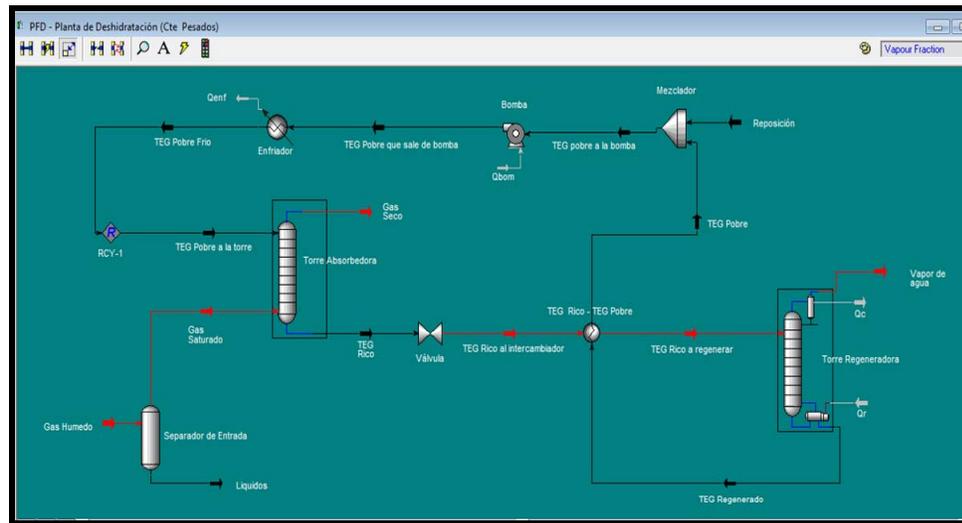


Figura 3.9. Diagrama de flujo planta de deshidratación de gas natural con TEG.

3.1.7.4 Descripción de los efectos de las variables operacionales en un sistema de deshidratación del gas natural con TEG

Con la finalidad de establecer un perfil de los efectos que se presentan en un sistema de deshidratación de gas natural con glicol y así del mismo modo hacer una descripción que permita tener de manera clara las consecuencias que se producen cuando se afecta una variable en específico. En esta etapa se desarrollara una delineación y análisis de los posibles cambios que sufren los parámetros establecidos en las plantas de deshidratación, al momento de perturbar ciertas y determinadas variables.

CAPITULO IV

4.1. Descripción de los procesos de deshidratación del gas natural

4.1.1. Deshidratación del gas natural por tamices moleculares

Los tamices moleculares son dispositivos de adsorción física, de gran aplicación en la deshidratación del gas natural (remoción de agua). Su funcionamiento radica principalmente en poner en contacto la mezcla gaseosa que entra por el tope del tamiz compuesto por lechos adsorbentes, con la finalidad de que dicho gas pase libremente, mientras el agua se queda retenida en los lechos, los cuales son altamente afines con el agua.



Figura 4.1. Tamices Moleculares

Los tamices moleculares no trabajan de forma continua, debido a que del mismo modo como estos adsorben agua, esta debe ser retirada para que

los lechos puedan seguir operando. La manera como se retira el agua de los lechos es por medio de un proceso conocido como regeneración, el cual no es más que hacer pasar gas de proceso a una temperatura más elevada a la de ebullición del agua para que esta salga por el tope del tamiz en forma de vapor. La regeneración tiene un tiempo de residencia entre ocho y doce horas aproximadamente, este tiempo es necesario para asegurar que toda el agua retenida en el tamiz sea totalmente removida así como también extender su vida útil, debido a que la misma se ve gravemente afectada por diferentes razones entre las más comunes se encuentran:

- Mala regeneración de los tamices moleculares.
- Presencia de hidrocarburo liviano en el gas natural que se va a deshidratar.

La mala regeneración de los tamices moleculares reduce drásticamente su vida útil, debido a que los mismos trabajan por etapa, es decir, cuando el lecho esta nuevo el agua puede quedar retenida en un cuarto de toda la superficie el tamiz, cuando la regeneración no es eficiente se reduce la zona de contacto de los lechos provocando que más zonas del tamiz sean utilizadas para lograr la deshidratación, lo cual es un indicativo de que el tiempo de duración del tamiz se acorta por esta situación, es de allí la importancia y la rigurosidad de este proceso. Cabe destacar que con cada regeneración las zonas de contacto de los lechos se reducen y por ende aumenta la ocupación del tamiz, pero esta situación se afianza aún más cuando el gas de proceso no alcanza temperaturas por el orden de los 600°F y cuando no se cumple el tiempo óptimo de residencia, lo cual se conoce como mala regeneración.

La presencia de hidrocarburos livianos en el gas natural merma también la vida útil de los tamices debido a que, cuando el tamiz es sometido a la

regeneración donde se alcanzan temperaturas elevadas por el orden de los 600°F el hidrocarburo que queda retenido en los lechos en presencia de temperaturas tan altas tienden a coquificar, es decir, formar una especie de sólido (solidificación) que devasta toda la superficie o zona de contacto del lecho ya que no es afín con el agua, lo que origina la ocupación de más superficie del tamiz, lo que a su vez provoca la reducción de su vida útil.

Se conoce por lecho adsorbente la capacidad que tienen algunos sólidos para adsorber o retener el alto contenido de agua presente en el gas natural. Los tipos de adsorbentes más comunes son:

- Tamices moleculares.
- Sílice de gel.
- Alúmina activada.
- Carbón activado.
- Arcillas.
- Adsorbentes poliméricos.



Figura 4.2. Diferentes formas de adsorbentes.

4.1.2. Deshidratación del gas natural con glicol

Los métodos de absorción están representados principalmente por el proceso de deshidratación a base de glicoles, donde el agente deshidratante puede ser uno de los siguientes glicoles;

Etilenglicol: $\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2\text{OH}$

Dietilenglicol: $\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2\text{OH}$

Trietilenglicol: $\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2\text{OH}$

La deshidratación mediante glicol se utiliza altamente en la industria del gas natural preferiblemente cuando se trata de deshidratar grandes volúmenes de gas natural hasta concentraciones moderadas. La escogencia del tipo de glicol a utilizar depende de varios factores como; costo, solubilidad del glicol en la fase de hidrocarburos, presión de vapor, punto de congelamiento de la solución agua-glicol y reducción del punto de rocío. El trietilenglicol es un líquido altamente higroscópico, de la serie de los alcoholes, no corrosivo, no se solidifica en soluciones concentradas, regenerable a altas concentraciones y estables en presencia de compuestos de azufre y dióxido de carbono, es el uso más común debido a que presenta privanzas perdidas por vaporización (punto de ebullición=550°F), además permite obtener mayores descensos de punto de rocío cuando el gas absorbe el agua, se reduce la temperatura de rocío del gas natural, a esto se le llama descenso del punto de rocío.

En la figura 4.3 se presenta un diagrama convencional de una unidad de deshidratación con TEG de una planta, donde se puede observar que la corriente de gas húmeda se circula en primer término a través de un depurador (separador de entrada) donde se remueve de dicha corriente las partículas como arena y material proveniente de la corrosión y los líquidos arrastrados y/o formados en el gasoducto, para que la misma entre a la torre

contactora como gas depurado de impurezas, el gas depurado se alimenta por el fondo a una torre de absorción con platos de burbujeo, o empacadas en el caso de otras plantas, donde el gas húmedo que asciende entra por la parte inferior de las casquetes y se pone en contacto con una solución de alta concentración de glicol de (98,7% en peso) aproximadamente, la cual al mezclarse con el gas húmedo, remueve de este el agua presente, ocurriendo una transferencia de masa selectiva de un fluido a otro, por diferencia de solubilidad entre el gas húmedo y el TEG pobre. La solución de glicol que sale por el fondo de la torre presenta una menor concentración (95% de glicol en peso) aproximadamente a causa del agua removida al gas. Cuanta más alta sea la pureza a la cual entra el glicol, mejor será su capacidad de absorción de allí la importancia de una buena regeneración y del uso de gas de despojamiento. Durante todo este proceso el gas intercambia calor con el TEG pobre aumentando su temperatura, la cual oscila entre 90 °F y 120 °F aproximadamente, para evitar la condensación de hidrocarburos en el contactor.

El TEG rico se deposita en la parte inferior de la torre contactora desde donde se controla automáticamente su carga hacia el sistema de regeneración. En el sistema de regeneración, el glicol rico proveniente de la torre contactora se precalienta en un serpentín (condensador de reflujo) ubicado en el tope de la columna de destiladora del rehervidor. Luego del condensador de reflujo, la corriente de glicol es conducido a un intercambiador de calor glicol rico/glicol pobre para favorecer el desprendimiento de los vapores de hidrocarburos en el separador trifásico.

Seguidamente el glicol rico pasa al separador trifásico, el cual opera a una presión de 60psig y una temperatura de 160°F y cuya finalidad es remover gases dispuestos y reducir el contenido de benceno, tolueno, etilbenceno y xileno (BETEX) en el glicol, lo que maximiza la eficiencia del

control de emisiones que se produce en la columna destiladora. Este separador consta de tres cámaras internas, una de ellas donde se rompe la emulsión glicol-condensados-gas, una cámara como depósito de glicol rico, y la última cámara para depósitos de condensados. Los hidrocarburos líquidos generados van al sistema de recolección de condensados, mientras que el glicol rico pasa a través de dos etapas de filtración. La primera está constituida por un filtro de cartucho cuya finalidad es remover las partículas arrastradas por el glicol, para evitar que se depositen en el tubo de fuego del regenerador y en las bombas y por lo tanto causen taponamientos de los intercambiadores de calor glicol/glicol. La segunda etapa de filtración está constituida por un filtro de carbón que permite remover las impurezas disueltas en el glicol tales como algunos hidrocarburos.

El glicol rico que proviene de los filtros van al tren de precalentamiento formado por intercambiadores de calor glicol rico/glicol pobre conectados brida a brida, en los cuales se eleva su temperatura progresivamente.

Luego que el glicol rico sale del tren de intercambiadores entra en una unidad de regeneración, la cual es una torre de destilación que se encarga de poner en íntimo contacto el glicol diluido con los vapores que suben del fondo y de esa manera ir despojando el TEG del agua que se absorbió del gas húmedo. Esta torre regeneradora está provista de un condensador de vapores y de un rehervidor, el primero tiene como función condensar los vapores para producir un reflujo que permitirá una mejor separación TEG-agua y el segundo proporciona el calor necesario para lograr la regeneración.

En condiciones teóricas el regenerador cuya parte principal es el horno, puede calentarse con vapor de agua, aceite de calentamiento o fuego directo. La máxima temperatura en la pared del tubo se limita a 475 °F y el flujo de calor a 6800 BTU/h·Ft² el diseño debe asegurar la vaporización del agua hasta alcanzar la concentración deseada. Los vapores de agua se

ventean a través de un despojador que consiste en una columna empacada equivalente a dos o tres platos. Un serpentín colocado en el tope de la torre, condensa parte del vapor para formar el reflujo en la columna. El funcionamiento de la torre permite remover la mayor cantidad de agua que el glicol absorbió del gas natural. Trabajando con TEG en una torre a presión atmosférica, se puede lograr un grado de pureza del 98,7 % por peso, esto corresponde al punto de rocío de la mezcla agua / TEG a 400 °F.

El control de la temperatura de regeneración es importante ya que una temperatura superior a los 405 °F produce degradación del glicol lo cual genera pérdidas significativas de glicol, elevándose considerablemente los costos de reposición de glicol.

Los vapores que salen por el tope de la columna destiladora contienen aromáticos y compuestos orgánicos volátiles, estos son recuperados en un eliminador de BTEX (benceno, tolueno, etil benceno y xileno) donde la temperatura de los vapores se reduce hasta su punto de condensación. El condensado que contiene los componentes de BTEX se trasladan por gravedad y a presión atmosférica hasta un recipiente donde se depositan hasta alcanzar un nivel determinado para luego ser descargado hacia una fosa de drenajes, el gas y los componentes no deseables se transportan hasta un mechurrio. El glicol que sale del rehervidor se denomina glicol pobre. Este glicol se envía al tren de calentamiento formado por dos intercambiadores de calor donde intercambia calor con el glicol rico proveniente de los filtros para ser succionado por dos bombas, las cuales elevan la presión desde una presión atmosférica hasta 1300 psig para ser enviado al intercambiador de calor glicol/gas y luego llegar a la torre contactora y de esa manera se completa dicho ciclo. Las pérdidas de glicol en el proceso de deshidratación, ya sea por degradación natural o contaminación, son restituidas desde el tanque de reposición de glicol a

través de una bomba, la cual bombea glicol nuevo hacia el acumulador de regenerador. Los hidrocarburos líquidos recolectados de los separadores de gas (entrada y salida) y los separadores trifásicos son conducidos por tuberías hasta el cabezal de alimentación de los separadores de media y de baja presión en la estación de flujo.

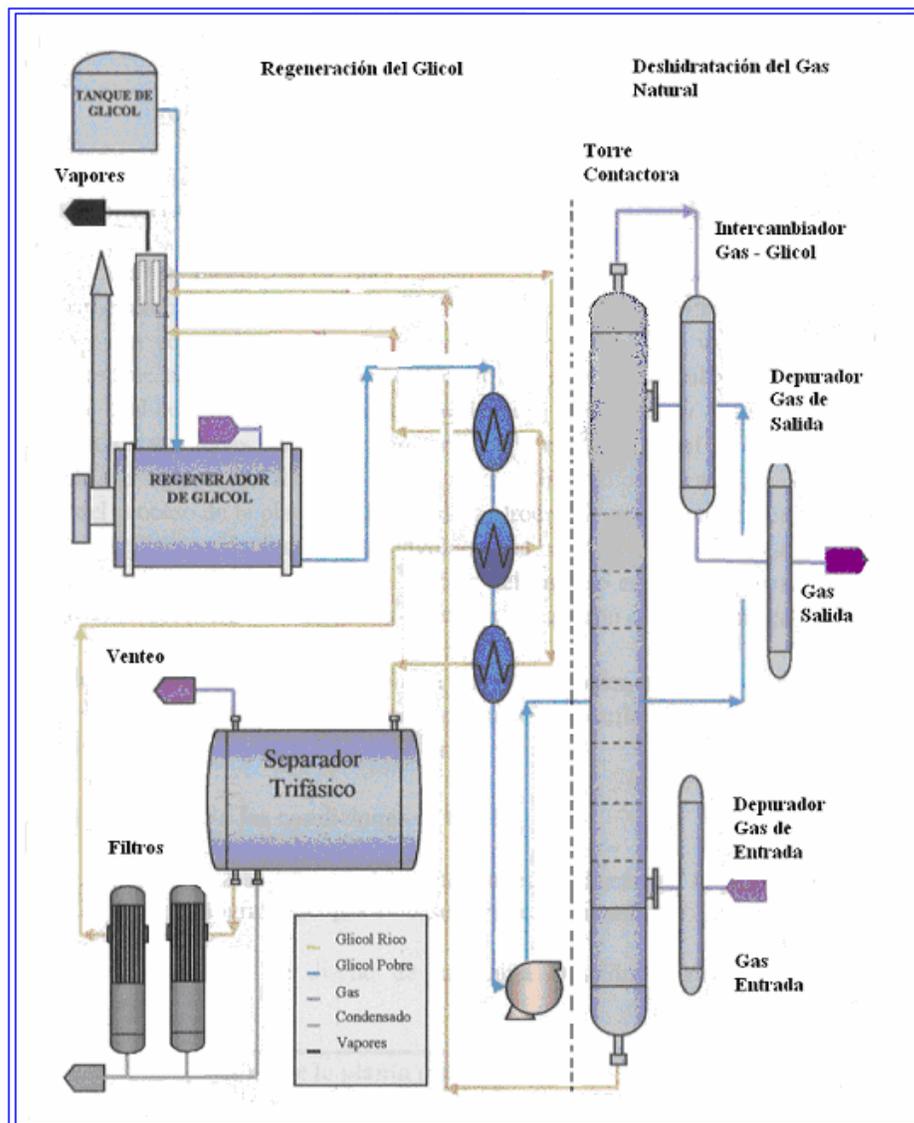


Figura 4.3. Deshidratación del gas natural con glicol.

4.2. Definición de las variables operacionales en un sistema de deshidratación del gas natural

En todo sistema de control se maneja los términos de variables controladas y variables manipuladas. Una variable controlada es aquella que se debe mantener en un valor o rango deseado; mientras que la variable manipulada es aquella que se ajusta o sufre modificaciones con la finalidad de mantener a la variable controlada dentro de su rango optimo.

4.2.1. Temperatura del gas de entrada

La temperatura del gas de entrada es una variable que se controla debido a que el equipo tiene un rango optimo de trabajo, si la temperatura a la entrada esta por encima de ese rango optimo y se mantiene en el tiempo el interior de la torre contactora tendrá un mayor agotamiento provocando una baja eficiencia en su funcionamiento, lo cual causaría problemas operacionales en toda la planta.

Típicamente las unidades que trabajan 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 es de 110 °F.

4.2.2. Presión del gas de entrada a la contactora gas-glicol

La presión del contactor es importante controlarla, ya que afecta la emisión final de compuestos orgánicos volátiles. A mayor presión en el contactor, mayor será la absorción de compuestos livianos (no condensables) pero las emisiones finales de contaminantes aromáticos e hidrocarburos livianos solubles en el glicol dependerán principalmente de la composición del gas de entrada y de la absorción de sus componentes a nivel del contactor. 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.

4.2.3. Temperatura de TEG pobre

La temperatura del glicol es otro parámetro importante a controlar ya que este es un solvente químico de alto costo comercial y de acuerdo a estudios de sus propiedades físico-químicas este debe presentar una temperatura de 135 °F al momento de ponerse en contacto con el gas que se requiere deshidratar.

La temperatura del TEG pobre que entra a la absorbidora (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.

4.2.4. Concentración de TEG pobre

La concentración de glicol se puede definir como la variable a controlar de mayor jerarquía debido a que el glicol es el agente que se encarga de deshidratar el gas de alimentación, si la concentración de glicol no es el adecuado, es decir está por debajo de la concentración adecuada la deshidratación no se dará de forma efectiva originando problemas operacionales en el resto de la planta.

4.2.5. Flujo de circulación de TEG

El flujo de circulación de TEG en el contactor va a depender de la cantidad de agua que se quiera remover del gas, sin embargo se debe controlar, ya que a mayor flujo de glicol podría haber una sobre carga y disminución de la temperatura en el rehervidor.

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.

4.2.6. Temperatura de TEG en el rehervidor

En el rehervidor de glicol es donde este obtiene nuevamente su riqueza, gracias a que cuenta con unos serpentines que se encuentran a una temperatura de 225 a 230 °F (107 a 110 °C) temperatura que es mayor a la de ebullición del agua, por tal razón se debe monitorear que la temperatura no descienda de la temperatura de ebullición del agua, si esto pasa el glicol no alcanzara nuevamente el 98 a 98,5% de pureza que requiere para ponerse en contacto nuevamente con el gas y retirarle así la máxima cantidad de agua.

4.2.7. Presión en el rehervidor

La presión del rehervidor juega un papel importante ya que esta no debe de exceder la presión atmosférica. Esta variable no debe ser manipulada sino controlada ya que esta causa problemas operacionales.

4.2.8. Gas de despojo

El gas de despojo es usado para aumentar la depresión del punto de rocío en el contactor más allá del punto de diseño. Este gas de despojo es introducido en el rehervidor para obtener mayores concentraciones de glicol sin aumentar la capacidad en el rehervidor. El uso o no de gas de despojamiento en el rehervidor del TEG es una decisión económica entre el costo del gas de despojamiento y los beneficios al proceso.

4.2.9. 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.

4.3. Evaluación de los factores que influyen en el deterioro del TEG en el sistema de deshidratación del gas natural

Los principales factores que influyen en el deterioro del TEG en un sistema de deshidratación son:

4.3.1. La acides en el proceso de absorción con glicol

Se produce por la presencia de los gases ácidos, por la descomposición del glicol en presencia de oxígeno y por un excesivo calor en el horno. Si el PH está por debajo de 5.5 el glicol se auto oxida, con la formación de peróxidos, aldehídos, y ácidos orgánicos. Para evitar la formación de estos productos se recomienda mantener el PH entre un valor de 6 y 8.5, pero el valor óptimo debería ser aproximadamente de 7.3. Las sustancias que más se emplean para aumentar el valor de PH son las alcanolaminas.

4.3.2. La solubilidad de las aminas en el glicol

La solubilidad de las aminas no depende del contenido de agua que posea el gas. Estas aminas son fáciles de determinar a nivel de laboratorio, ya que la reacción amina – gas es reversible, las cuales son retenidas en el horno y se pueden reutilizar.

4.3.3. Contaminación con sales

En algunos casos el gas natural, que será sometido al proceso de deshidratación puede arrastrar sales de los pozos, tales como hidrocarburos y parafinas, que al entrar el gas al deshidratador las sales se depositan en las paredes de los tubos del horno, el cual puede provocar el rompimiento del tubo produciendo grandes problemas operacionales.

Ahora si el gas es de tipo parafínico, puede dejar depósitos de cera en los puntos fríos del sistema, esto también produce problemas operacionales al proceso de deshidratación.

4.3.4. Formación de espumas

Este factor es de alta incidencia en la eficiencia del proceso de deshidratación. La formación de espuma puede ser de tipo mecánica o de tipo químico.

Se considera que es mecánica cuando la caída de presión a través del absorbedor aumenta 20 libras y el glicol removido del sistema no forma espuma. La formación de espuma de tipo mecánico produce turbulencia, es decir, a altas velocidades de gas a través del absorbedor.

El espumante de tipo químico se puede detectar batiendo glicol. Esta espuma es contaminante para algunos compuestos, como hidrocarburos. Estos hidrocarburos entran al sistema de glicol si el separador de entrada está dañado, como también si se permite que la temperatura del glicol pobre

este por debajo de la temperatura de entrada del gas al separador, con lo cual se condensan los hidrocarburos pesados en la unidad.

En general, la espuma tanto mecánica como química, produce deshidratación pobre y grandes pérdidas de glicol.

4.3.5. Absorción de hidrocarburos

Si el punto de rocío de los hidrocarburos es alto, el glicol tiende a absorberlos; esto todavía es mayor cuando hay presencia de aromáticos.

4.3.6. Punto de congelamiento de la solución agua – glicol

Es importante conocer el punto de congelamiento de la solución agua – glicol, ya que esto nos va a permitir estar al tanto de la formación de los primeros cristales de hielo en dicha solución.

4.4. Evaluación los problemas operacionales en un sistema de deshidratación del gas natural con 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.

4.4.1. Oxidación y/o 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 a 8.5. El uso de monoetanolamina, Nacap (Sodium mercaptolbenothiazol) a aproximadamente de 0.5% en peso o 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 por pequeñas cantidades de oxígeno presentes, también están presentes pequeñas cantidades de gases ácidos tal como el dióxido de carbono CO₂ o sulfuro de hidrógeno H₂S que pueden contribuir a la corrosión en el circuito de TEG. Los diferentes tipos de glicoles pueden 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.

4.4.2. 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 ha quemado dulce del TEG, bajos valores de pH y color negro de la solución de TEG. El 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.

4.4.3. 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 diluidas 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. El 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 alcanzados 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.

4.4.4. Contaminantes 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 depurador (scrubber) de gas de entrada aguas arriba del sistema de glicol.

Sin embargo, es casi imposible que el diseño de un depurador (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 el 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 sale 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 a la acción de sales.

4.4.5. 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 depurador (scrubber) de gas de entrada puede presentar un serio problema en el rehervidor. El coque de hidrocarburos sobre los tubos de fuego podría causar zonas calientes, pérdidas en la eficiencia de la transferencia de calor y resultar un incendio en los tubos de fuego.

El trietilenglicol 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.

4.4.6. Lodos o barro

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.

4.4.7. 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:

- Presencia de hidrocarburos líquidos.
- Presencia de inhibidores de corrosión del yacimiento.
- Sólidos finalmente suspendidos.

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.

Para analizar el comportamiento de un antiespuma procedemos de la siguiente manera:

- Colocar una muestra medida de TEG en un recipiente limpio.
- 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.
- 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.
 - 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.

4.4.8. Problemas operacionales y su acción correctiva.

Tabla 4.1.- Descenso inadecuado del punto de rocío.

Problema	Posible Causa	Acción Correctiva
Descenso inadecuado del punto de rocío.	Temperatura del gas de entrada al contactor	Disminuir la temperatura del gas de entrada, mayor que la temperatura de diseño
	Bajo caudal del glicol	Aumentar el caudal del glicol pobre hasta 80gal/min si es posible. Revisar que las bombas se encuentren funcionando correctamente y que el nivel de glicol en el acumulador sea el requerido
	Calor inadecuado del rehervidor	Revisar la operación del controlador de temperatura y la válvula de combustible. Ajustar la temperatura del rehervidor entre 390 y 400 °F y verificar.

Tabla 4.2.- Concentración baja de glicol pobre y formación de espuma.

Problema	Posible Causa	Acción Correctiva
Concentración baja de glicol pobre	Presencia de sales o coque en la parte exterior de los tubos del rehervidor	Buscar puntos incandescentes calientes en el tubo de fuego directo del rehervidor. Sacar el tubo del fuego y limpiarlo. Reparar o reemplazar los intercambiadores que presente fugas. revisar
	Fugas de glicol rico hacia la corriente de glicol pobre en los intercambiadores de calor glicol rico-glicol pobre.	Reparar o reemplazar los intercambiadores que presenten fugas.
Formación de espuma	PH del glicol mayor a 8.5	Revisar el PH y ajustarlo al rango de 7 – 7.5 con neutralizador ácido (si el PH es mayor a 7.5) o con neutralizador básico (si el PH es menor de 7)
	Contaminación del glicol con condensado, sales, sólidos o inhibidores de corrosión.	Determinar y eliminar la fuente de contaminación, mejorando el funcionamiento de los separadores de entrada, del flash tank y de los filtros del sistema. Sustituir el glicol contaminado del sistema con glicol nuevo si la contaminación es excesiva.

Tabla 4.3.- Inundación de la torre empacada (contactor).

Problema	Posible Causa	Acción Corrección.
Inundación de la torre empacada (contactor)	Líquidos presentes en el sistema (agua libre y condensado)	Revisar los niveles de líquido en los separadores trifásicos y cerciorarse que los eliminadores de neblina (demister) estén funcionando correctamente.
	Flujo elevado de gas natural a través del contactor	Disminuir el caudal de gas que fluye en el contactor hasta una velocidad superficial de gas menor al caudal de inundación.
	Obstrucción y taponamiento del empaque provocando una elevada caída de presión en el contactor	Liberar los espacios libres del empaque limpiándolos o reemplazándolo en caso de ser necesario.

Tabla 4.4.- Inundación de la columna despojadora.

Problema	Posible Causa	Acción Corrección
Inundación de la columna despojadora	Flujo excesivo de gas de despojamiento (stripping)	Disminuir el flujo de gas de despojamiento hasta el caudal permitido según el diseño
	Flujo excesivo de vapor desde el rehervidor de la columna despojadora	Controlar la temperatura del rehervidor para disminuir el flujo de vapor que parte del mismo
	Taponamiento de los platos	Revisar y limpiar los platos, si es necesario para evitar excesivos incrementos en la velocidad del flujo de gas.
	Reflujo de agua muy elevado por baja temperatura en el condensador de tope o serpentín.	Disminuir el flujo de glicol frío que fluye a través del interior del serpentín para aumentar la temperatura de tope de la columna despojadora.

Tabla 4.5.- Altas pérdidas de glicol.

Problema	Posible Causa	Acción Corrección
Altas pérdidas de glicol	Presión del glicol en el contactor muy baja	Aumentar la presión del sistema hasta la presión de diseño.
	Flujo de gas excediendo la máxima capacidad del sistema (arrastre de glicol)	Comparar el flujo actual con el de diseño. Si el actual es mayor en un 10% al flujo de diseño reducirlo hasta el máximo caudal de diseño.
	Temperatura del serpentín de tope de la columna despojadora muy elevada (pérdida de glicol por evaporación)	Aumentar el flujo de glicol rico a través del serpentín, para disminuir la temperatura de tope.
	Temperatura del rehedidor por encima de la temperatura de la descomposición térmica del glicol	Regular la temperatura del rehedidor por debajo de la temperatura de descomposición térmica (entre 390 y 400°F)
	Mal funcionamiento del contactor o del sistema de regeneración. (formación de espuma y/o condensado e inundación de equipos)	Corregir el problema que genera el mal funcionamiento. (Ver formación de espuma tabla 4.2. presencia de condensado del contactor, tabla 4.3 y de la columna despojadora, tabla 4.4).

4.5. Descripción de los efectos de las variables operacionales en un sistema de deshidratación del gas natural con TEG

4.5.1. Temperatura del gas de entrada

Un incremento en la temperatura del gas puede conllevar a un incremento en el diámetro requerido de la torre absorbadora (torre contactora). Asimismo, una dilatación en la temperatura incrementa la velocidad actual del gas. Las temperaturas del gas de entrada que se encuentran por encima de 120°F genera altas pérdidas de TEG.

La mínima temperatura del gas de entrada está normalmente sobrepuesta 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 el contacto disminuye. Por debajo de 70 °F el glicol

puede formar una emulsión estable con hidrocarburos líquidos en el gas y causa espuma en la torre 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 es de 110 °F.

4.5.2. 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.

4.5.3. Temperatura de TEG pobre

La temperatura del TEG pobre entrando a la torre absorbadora (torre 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, para prevenir la condensación de hidrocarburos en la torre 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 torre contactora.

4.5.4. 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 partiendo 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 la absorción rara vez excede los 2°C, lo cual produce menos error que cualquier inexactitud en la predicción de temperatura de gas de entrada.

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.

Se dice que el punto de rocío esta en equilibrio cuando este y el gas alcanzan el equilibrio en la bandeja superior de la torre contactora, pero esto no puede cumplirse porque el tiempo de contacto es insuficiente para hacerlo. La temperatura a la cual se encuentra el punto de rocío de salida, será más alta que el del valor de equilibrio. La aproximación exacta de equilibrio dependerá del diseño de la torre contactora, diámetro, caudal y otros factores asociados que afectan el tiempo de contacto gas-líquido.

4.5.5. 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 del 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 de aproximadamente 2 galones de TEG por libra de agua removida, sin embargo se maneja 7 galones de TEG por libra de agua removida, este sería el máximo flujo. La mayoría de plantas de deshidratación con TEG son diseñadas para circular con 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 y de esta manera disminuye el punto de rocío del gas.

4.5.6. Temperatura de TEG en el rehervidor

La temperatura en el rehervidor controla la concentración del agua en el TEG pobre. Esta temperatura del rehervidor para el TEG está limitada hasta 400°F, la que limita la máxima concentración de TEG pobre, sin el uso del gas de arrastre o stripping gas, es de aproximadamente del 98.8%. Esta es una buena práctica para limitar la temperatura en el rehervidor entre 375°F y 400°F y de esta manera 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.

4.5.7. Presión en el rehervidor

La presión en el rehervidor por encima de la atmosférica 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.

4.5.8. Gas de despojamiento

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 gas de despojamiento o stripping gas, es usado para remover agua residual del TEG después que ha sido reconcentrado en los equipos de regeneración. Este es usado para suministrar un íntimo contacto entre el gas caliente y el TEG pobre después que se le ha extraído la mayoría de agua por destilación. Las concentraciones de TEG pobre se encuentran 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 son sin adición del gas de despojamiento o stripping gas.

En caso de utilizar gas de despojamiento o 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 gas de despojamiento o stripping gas se pondría en contacto con el TEG en el rehervidor y remueve algo de agua adicional.

El gas de despojamiento o stripping gas para la inyección es normalmente tomado de la línea de gas combustible del rehervidor. La inyección de este 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 gas de arrastre puede variar de acuerdo a la concentración de TEG pobre deseada y el método de contacto gas-glicol. La cantidad de gas de despojamiento o stripping gas usualmente es de 2 a 10 pcs/galón de glicol circulado. El flujo del gas de despojamiento no debería llegar a ser lo suficientemente alto para inundar el despojador y perder el TEG. Cuando este gas es usado, es necesario proveer mayor reflujo en el despojador para prevenir excesivas pérdidas de TEG.

4.5.9. Temperatura en la columna despojadora

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 entre 215°F - 218°F. 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 de tope aumenta a unos 250°F, se incrementan también las pérdidas de TEG por evaporación, estas pérdidas de glicol llegan a ser sustanciales.

Cuando el gas de arrastre es usado, esta temperatura debería ser controlada hasta 190°F, dependiendo de la cantidad de gas de arrastre

utilizado. Esto es porque el gas de arrastre podría causar arrastre adicional de TEG.

Si la temperatura en el tope de la columna despojadora llega a ser demasiado baja, también mucha 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.

4.6. Evaluación de los efectos de las variables operacionales sobre un sistema de deshidratación con TEG mediante el paquete de simulación HYSYS 3.2

En este objetivo se desea mostrar que tan sensible puede ser el sistema de deshidratación con TEG, cuando se manipulan las variables de operación de la planta, tales como, la temperatura del gas de entrada, del TEG pobre, del TEG en el rehervidor y en el tope de la columna despojadora; el flujo de circulación de glicol, la presión en el gas de entrada a la despojadora, en el rehervidor, y la concentración del TEG pobre. Puede observarse en la tabla a continuación los valores óptimos de operación del sistema de deshidratación con TEG.

Tabla 4.6. Valores óptimos de operación de la planta de deshidratación con TEG

Variables	Valor mínimo	Valor máximo
Concentración (%)	98.7	99
Flujo volumétrico (GPM)	40	80
Temperatura de gas húmedo (°F)	90	120
Presión de gas húmedo (psia)	1170	1230
Temperatura del rehervidor (°F)	390	404
Temperatura de TEG pobre (°F)	90	160
Presión de TEG pobre (psia)	1285	1285

Tabla 4.7. Condiciones establecidas para la torre Absorbedora

Torre Absorbedora	
Conexiones	
N° de etapas	6
Entrada por el tope	TEG pobre a la torre
Entrada por el fondo	Gas saturado
Salida de vapor por el tope	Gas seco
Salida de liquido por el fondo	TEG rico
Presiones	
Tope (psia)	1210
Fondo (psia)	1215
Eficiencias	
Etapa 1 y 6	100%
Etapa 2 al 5	85%

Para simular la caída de presión del TEG rico proveniente del fondo de la torre de absorción y que va la sistema de regeneración, se añadió la operación válvula.

Tabla 4.8 Parámetros establecidos para la válvula

Válvula	
Entrada	TEG rico
Salida	TEG rico al intercambiador
Delta P (psia)	1160

Para realizar la simulación del intercambiador de glicol pobre/ glicol rico, se utilizo el intercambiadores de calor (Heat Exchanger), de tubo y coraza.

Tabla 4.9. Parámetros del intercambiador de calor

Intercambiador de calor TEG rico-TEG pobre	
Conexiones	
Entrada, lado de tubos	TEG regenerado
Salida, lado de los tubos	TEG pobre
Entrada, lado de la coraza	TEG rico al intercambiador
Salida, lado de la coraza	TEG rico a regenerar

El regenerador de TEG fue simulado como una columna de destilación, que consiste en un condensador, un rehervidor y 6 etapas. Para su convergencia se especifico la temperatura del rehervidor en 400°F y 195.2°F la temperatura del condensador.

Tabla 4.10. Parámetros establecidos en la torre regeneradora

Torre regeneradora	
Conexiones	
N° Etapas	6
Corrientes	
Alimentación de entrada	TEG rico a regenerar
Salida de vapor por tope	Vapor de agua
Salida de liquido por fondo	TEG regenerador
Presiones	
Tope (psia)	14.70
Fondo (psia)	15.20
Tipo de interno	Sieve
Especificaciones	
Temperatura	Activa
Etapa	Condensador
Valor especificado	195.2°F
Temperatura-2	Activa
Etapa	Rehervidor
Valor especificado	400°F

La bomba de glicol fue simulada por medio de la operación bomba (Pump), donde es elevada la presión del glicol pobre.

Tabla 4.11. Parámetros establecidos en la bomba

Bomba	
Conexiones	
Entrada	TEG pobre
Salida	TEG pobre que sale de bomba
Energía	Qbomba
Parámetros	
Presión corriente TEG pobre que sale de bomba	1285 psia

El enfriador de aire del glicol pobre se simuló con la operación enfriador (Cooler), el cual acondiciona al TEG pobre a la temperatura con la que debe entrar al contactor.

Tabla 4.12. Parámetros establecidos para el enfriador

Enfriador	
Conexiones	
Entrada	TEG pobre que sale de bomba
Salida	TEG pobre frío
Parámetros	
Temperatura corriente TEG pobre frío	135°F

Luego se procede a cerrar el ciclo con la función reciclo.

Antes de añadir el reciclo se debe asegurar que la simulación haya sido completamente calculada. La corriente TEG pobre será recalculada con los nuevos valores de la corriente TEG de reciclo. Se ajustan las tolerancias en la hoja de parámetros, utilizando las siguientes consideraciones:

Tabla 4.13. Tolerancias de las variables de simulación

Variables	Tolerancias
Fracción de vapor	10.00
Temperatura	10.00
Presión	10.00
Flujo	10.00
Entalpia	10.00
Composición	0.100
Entropía	10.00

Finalmente, la operación reciclo, completó el circuito. En esta unidad del simulador Hysys 3.2, es colocada en aquellos casos donde el sistema es un circuito cerrado para converger los valores del sistema que se desean simular.

De esta manera queda la simulación planteada.

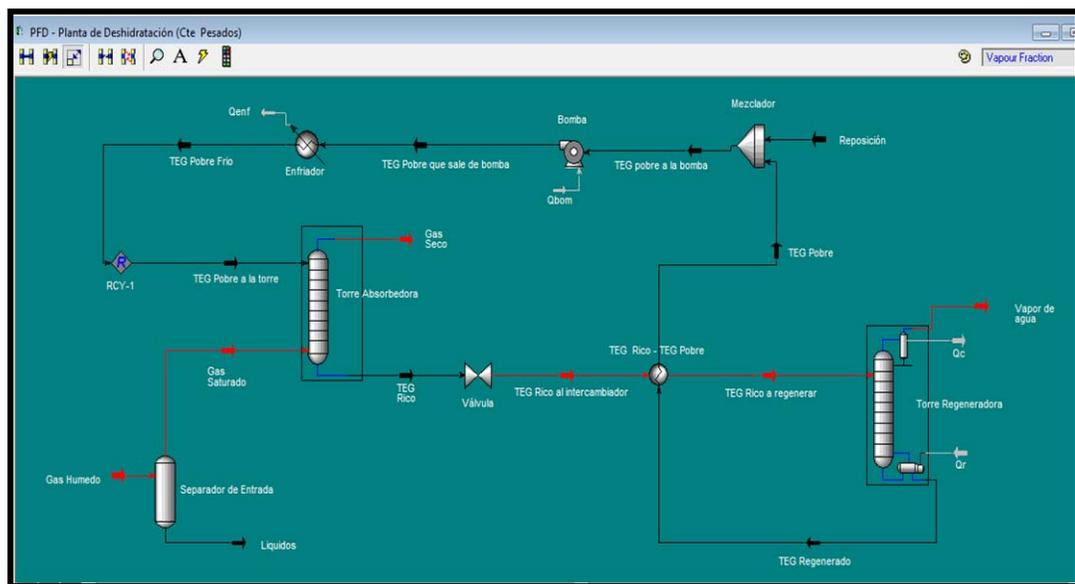


Figura 4.4. Diagrama de flujo de planta de deshidratación de gas natural

Una vez realizada y montado todo el diseño de la planta de deshidratación de gas natural con TEG, se procede a variar los parámetros y de esa manera se lograra evaluar el efecto producido al perturbar ciertas variables como la temperatura y presión del gas saturado, así como el flujo volumétrico de la corriente de TEG pobre a la torre contactora. En cada caso y para cada variación se determino la cantidad de agua por MMPCND para observar la respuesta del proceso.

Tabla 4.14. Características de las principales corrientes de entrada a la planta

Propiedades	Corrientes de alimentación al Contactador	
	Gas de Entrada (Húmedo)	TEG Pobre
Presión (psia)	1200	1285
Temperatura (°F)	120	135
Caudal de Gas (MMPCND)	403.6	
Contenido de Agua a la Entrada (Lb H ₂ O/MMPCND)	92.0	
Contenido de agua a la salida (Lb H ₂ O/MMMPCND)	6	
Caudal de TEG (GPM)		80
Concentración de TEG		99.0183
Flujo Másico (Lb/h)	1000000	45145,06

Tabla 4.15. Composición de entrada y del trietilenglicol

Componentes	GAS HUMEDO		TRIEILENGLICOL (TEG)	
	Fracción Molar	Fracción Masa	Fracción Molar	Fracción Masa
Metano (CH ₄)	0.07398	0.525874	0.0000	0.0000
Etano (C ₂ H ₆)	0.1054	0.140429	0.0000	0.0000
Propano (C ₃ H ₈)	0.0643	0.125633	0.0000	0.0000
iso-Butano (i-C ₄ H ₁₀)	0.0100	0.025785	0.0000	0.0000
n-Butano (n-C ₄ H ₁₀)	0.0166	0.042803	0.0000	0.0000
iso-Pentano (i-C ₅ H ₁₂)	0.0042	0.013443	0.0000	0.0000
n-Pentano (n-C ₅ H ₁₂)	0.0033	0.010562	0.0000	0.0000
n-Hexano (n-C ₆ H ₁₄)	0.0021	0.008028	0.0000	0.0000
n-Heptano (n-C ₇ H ₁₆)	0.0011	0.004890	0.0000	0.0000
n-Octano (C ₈ H ₁₈)	0.0005	0.002534	0.0000	0.0000
n-Nonano (C ₉ H ₂₀)	0.0002	0.001138	0.0000	0.0000
n-Decano (C ₁₀ H ₂₂)	0.0001	0.000631	0.0000	0.0000
Nitrógeno (N)	0.0023	0.002858	0.0000	0.0000
CO ₂	0.0481	0.093795	0.0000	0.0000
H ₂ S	0.0000	0.000000	0.0000	0.0000
Agua (H ₂ O)	0.0020	0.001596	0.0764	0.009817
TEG	0.0000	0.000000	0.9236	0.990183

4.6.1. Muestra de cálculos.

4.6.1.1. Contenido de agua en la corriente de gas de entrada.

Para determinar el contenido de agua del gas saturado a 1200 psia y 120 °F, se empleo la correlación de McKetta-Webe para gas dulce (Ec.2.1) Como el gas alimentado contiene CO₂, se determino tanto el contenido de agua de los hidrocarburos como del CO₂ mediante las figuras 2.3 y 2.6, obteniéndose:

$$W_{H_2O(HC)} = 91 \text{ Lb de H}_2\text{O/MMPCN.}$$

$$W_{H_2O(CO_2)} = 120 \text{ Lb de H}_2\text{O/MMPCN.}$$

Entonces:

$$W_{T(HC)} = \sum Y_i * W_i$$

Donde:

Y_i: fracción molar de los componentes de la corriente de gas.

W_i: contenido de agua presente en la corriente de gas. (W_{H₂O(HC)}; W_{H₂O(CO₂)}).

La fracción molar de los componentes se obtuvo de la tabla 4.8.-. La fracción molar de la corriente de hidrocarburos se obtiene de la siguiente manera:

$$Y_{HC} = \sum Y_i$$

Donde:

$$Y_{HC} =$$

$$(0.7398+0.1054+0.0643+0.0100+0.0166+0.0042+0.0033+0.0021+0.0011+0.0005+0.0002+0.0001)$$

$$Y_{HC} = 0.9476.$$

Sustituyendo en la Ec.2.1, se obtiene:

$$W_{T(HC)} = (91 \text{ Lb de H}_2\text{O/MMPCN} * 0.9476) + (120 \text{ Lb de H}_2\text{O/MMPCN} * 0.0481)$$

$$W_{T(HC)} = 92.0036 \approx 92.0 \text{ Lb de H}_2\text{O/MMPCN}.$$

4.6.1.2. Determinación del flujo de TEG

Para determinar la cantidad de flujo necesario se utilizan las ecuaciones 2.3 y 2.4, así como del contenido de agua en el gas húmedo y de las especificaciones de salida del gas deshidratado (6 Lb de H₂O/MMPCN).

$$\Delta W = (92.0 - 6.00) \text{ Lb de H}_2\text{O/MMPCN}$$

$$\text{Donde: } \Delta W = 86.0 \text{ Lb de H}_2\text{O/MMPCN}$$

Para calcular el flujo de glicol requerido por cada MMPCN de gas tratado se emplea la ecuación 2.4 donde se asume un valor de la constante $R = 3.3189 \text{ gal TEG/Lb de H}_2\text{O}_{\text{removida}}$. Este valor se obtuvo luego de realizar varias iteraciones en un intervalo que vario entre un mínimo (2 gal TEG/Lb H₂O_{removida}) y máximo (7 gal TEG/Lb H₂O_{removida}), flujo de circulación de TEG por libra de agua removida

Sustituyendo se obtiene:

$$Q_{\text{TEG}} = 3.3189 \text{ gal TEG/Lb de H}_2\text{O}_{\text{removida}} * 86.0 \text{ Lb H}_2\text{O/MMPCN}$$

Donde:

$$Q_{\text{TEG}} = 285.4311 \text{ gal TEG/MMPCN}.$$

El caudal de gas saturado a la entrada de la torre Absorbadora es de 403.6 MMPCND. Tomando como base de cálculo 1 día y con la siguiente relación se calcula el flujo de TEG requerido para circular en la torre:

$$Q_{\text{TEG}/D} = 285.4311 \text{ gal TEG/MMPCN} * 403.6 \text{ MMPCN}$$

$$Q_{\text{TEG}/D} = 115200 \text{ gal TEG/D}$$

Convirtiendo el caudal de Trietilenglicol a galones/minuto, se obtiene:

$$115200 \text{ gal TEG/D} * 1\text{D}/24\text{h} * 1\text{h}/60\text{min} = 80 \text{ gal TEG/min}$$

4.6.1.3 Calculo del contenido de agua presente en la corriente de gas seco (deshidratado)

El valor que se obtiene de las variaciones realizadas al simulador, debe ser calculado debido a que el mismo no arroja directamente el resultado del contenido de agua presente en la corriente de gas seco.

Por ejemplo, para la variación de la temperatura (125°F) del gas de entrada (saturado), se obtuvo del simulador el flujo másico de agua en el gas seco (deshidratado), es de 118.96 Lb de H₂O/h y el caudal de gas a la salida de la torre contactora de 402,6 MMPCND.

Tomando como base de cálculo 1 día, por medio de la siguiente relación se obtiene el contenido de agua del gas seco para esta variación.

$$118.96 \text{ Lb de H}_2\text{O/h} * 24\text{h}/1\text{D} * 1\text{D}/402.6 \text{ MMPCN}$$

Donde el contenido de agua en la corriente de gas seco es de 7.0915 Lb de H₂O/MMPCND.

4.6.2. Discusión de resultados

Las perturbaciones que apliquen al proceso de deshidratación con TEG, tendrán efecto en el contenido de agua en el gas a la salida del contactor.

Luego de haber completado las corridas y las variaciones utilizando el modelo de simulación, se procede al análisis de las corrientes estudiadas en los principales equipos que intervienen en el proceso.

A continuación se presentan las variables que se manipulan y controlan en la simulación planteada de una planta de deshidratación de gas natural con Glicol.

El esquema de deshidratación mostrado en la figura 4.4, está constituido por varios equipos, en los cuales se debe controlar:

4.6.2.1. Contactor de Glicol

En este equipo se controlan las siguientes variables:

4.6.2.1.1. Temperatura del gas de entrada

El primer caso sometido a estudio a través del simulador fue la variación del rango de temperatura que debe existir en el gas de alimentación (gas saturado) y el TEG (TEG pobre), en esta etapa se vario la temperatura del gas de alimentación que va a la torre contactora.

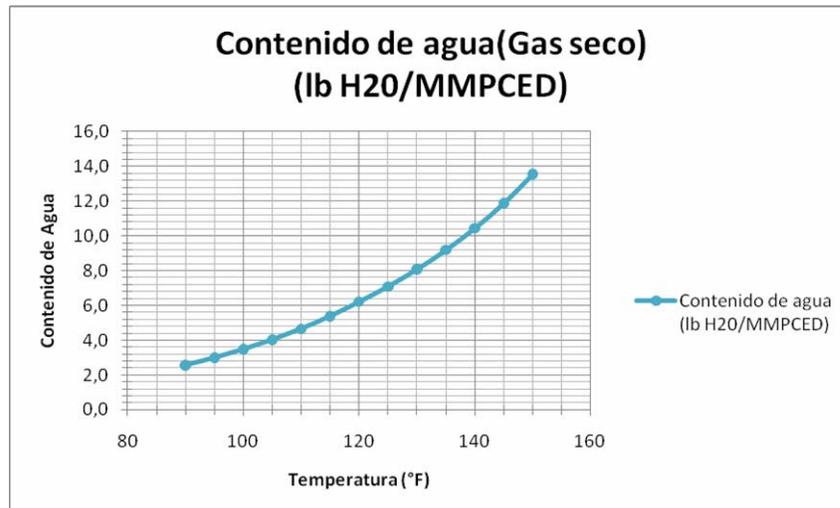


Figura 4.5. Comportamiento del contenido de agua en el gas seco a diferentes a diferentes valores de temperaturas del gas de entrada

La temperatura del gas de entrada es una variable que se controla debido a que el equipo tiene un rango óptimo de trabajo, si la temperatura a la entrada está por encima de ese rango óptimo y se mantiene en el tiempo,

el interior de la torre contactora tendrá un mayor agotamiento, provocando una baja eficiencia en su funcionamiento lo cual causaría problemas operacionales en toda la planta aguas abajo.

En la figura 4.5. se puede apreciar que cuando se varia la temperatura del gas de entrada (gas saturado), el proceso es bastante sensible, se puede notar que cuando la temperatura del gas esta 5 °F por debajo de la temperatura de diseño el contenido de agua en la corriente de gas seco a la salida del contactor disminuye considerablemente, esto se debe a que el gas esta con poca energía lo que es aprovechado por el TEG pobre, mientras que, cuando se mantiene el rango de temperatura por encima de la temperatura de diseño, el contenido de agua aumenta hasta alcanzar niveles fuera de especificación.

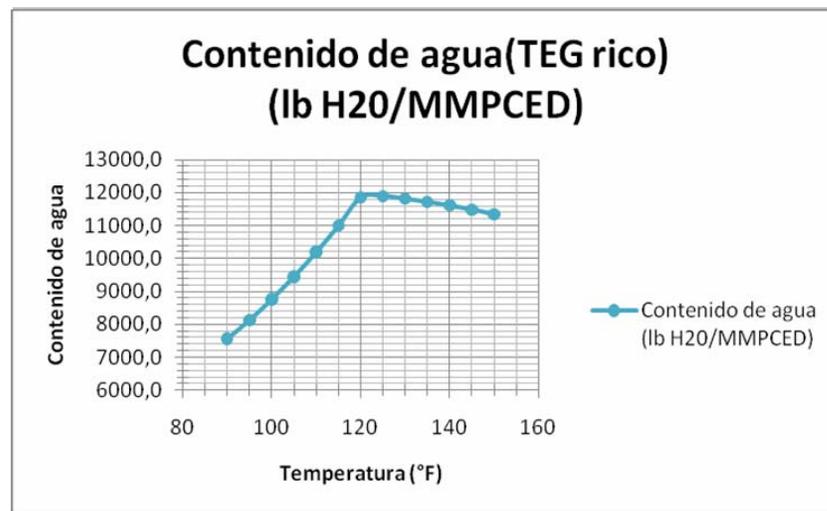


Figura 4.6. Comportamiento del contenido de agua en el TEG rico a diferentes a diferentes valores de temperaturas del gas de entrada

En la figura 4.6. se puede apreciar que a medida que se aumenta la temperatura del gas de entrada (gas húmedo), el contenido de agua en la corriente de TEG rico va aumentando considerablemente, notándose que el proceso de deshidratación está siendo eficiente, sin embargo cuando se

empiezan a alcanzar temperaturas superiores a la de diseño del gas de entrada, se crea un punto de inflexión donde empieza a disminuir el contenido de agua que está siendo absorbido por el TEG rico y el cual es arrastrado por el gas seco creando problemas en la deshidratación.

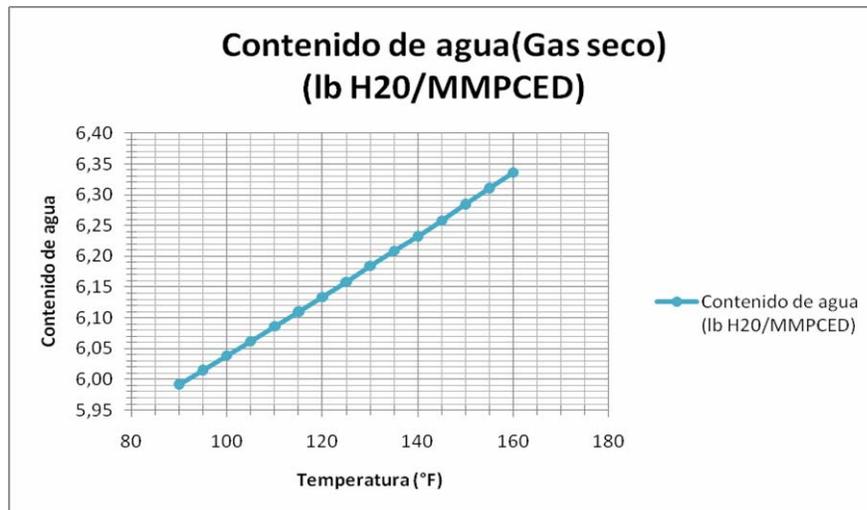


Figura 4.7. Comportamiento del contenido de agua en el gas seco a diferentes a diferentes valores de temperaturas del TEG pobre

La temperatura del glicol es otro parámetro importante a controlar, ya que este es un solvente químico de alto costo comercial. De acuerdo al estudio de sus propiedades físico químicas este debe presentar una temperatura de 135 °F al momento de ponerse en contacto con el gas que se quiere deshidratar.

Para este caso se puede notar que la temperatura de TEG no influye considerablemente en cuanto a la cantidad de agua que debe salir del contactor por la corriente de gas seco, esto se debe a que el glicol a esas temperaturas siempre va a estar presto a absorber, aun cuando no se esté en el rango óptimo de temperatura.

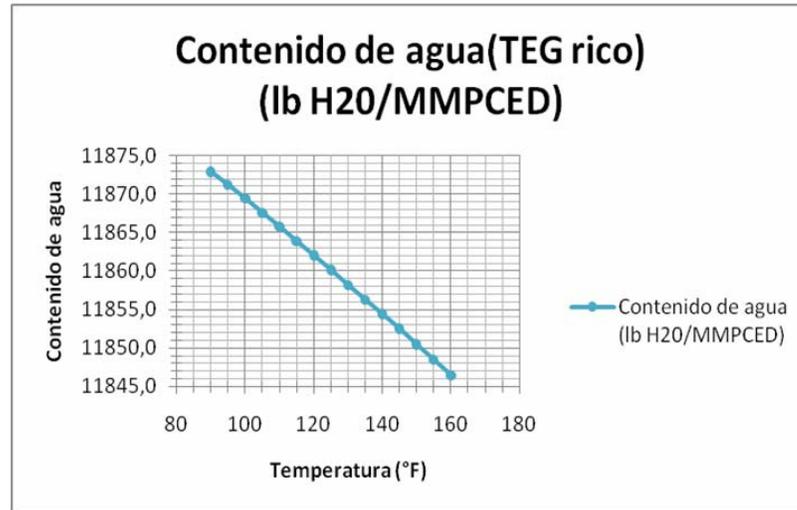


Figura 4.8. Comportamiento del contenido de agua presente en la corriente de TEG rico a diferentes valores de temperatura de TEG pobre

En la figura 4.7. y 4.8. se logra apreciar que el contenido de agua varía un poco en comparación con las condiciones de diseño a medida que se incrementa o disminuye la temperatura del TEG pobre a la entrada de la torre, además se logra apreciar que el contenido de agua tanto en la corriente de gas seco como en la corriente de TEG rico se mantiene dentro del rango de diseño (6 Lb de H₂O/MMPCND). Sin embargo es propicio resaltar que la tendencia que muestra la figura 4.7. se nota la existencia de un incremento del contenido de agua en la corriente de gas seco a medida que aumenta la temperatura, sin resaltar un cambio de gran significación, por consiguiente de acuerdo a lo observado la variación de la temperatura del TEG pobre no representa un parámetro que ocasione cambios relevantes en la cantidad de agua presente en las corrientes de salida, sin embargo, tampoco se puede deprecia ya que bajas temperaturas en el TEG pobre aumenta la resistencia a fluir del glicol así como problemas en la absorción de agua en contra corriente con el gas. Mientras que la figura 4.8. está ligada

de manera muy estrecha con la figura 4.7. ya que si disminuye el contenido de agua en la corriente de gas seco aumenta la cantidad de agua presente en la corriente de TEG rico, logrando de esta manera visualizar que a medida que se aumenta la temperatura del TEG pobre disminuye la fracción de agua presente en dicha corriente de TEG rico.

4.6.2.2. Presión del contactor

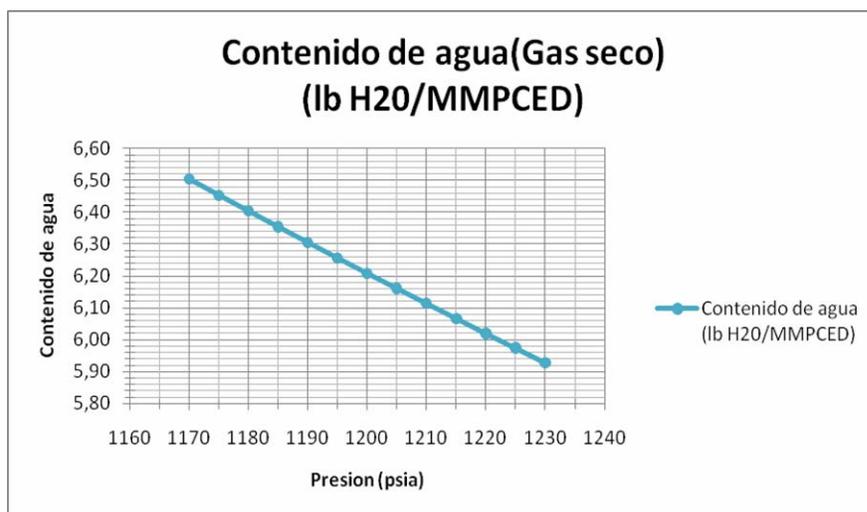


Figura 4.9. Comportamiento del contenido de agua presente en la corriente de gas seco a diferentes valores de presión del gas húmedo que entra a la torre contactora

La presión del contactor es importante mantenerla controlada, ya que afecta la emisión final del contenido de agua.

De la figura anterior se puede notar las variaciones que sufre el gas de seco al variar la presión del gas de entrada, lo cual es un indicativo de que ésta variable es de vital importancia para el buen funcionamiento del proceso.

En la figura 4.9. se observa los valores máximos y mínimos que se utilizaron para estudiar el efecto de los cambios de presión del gas de

entrada en el sistema de deshidratación con TEG, notándose que a presiones mayores a la de diseño disminuye la cantidad de agua presente logrando alcanzar valores por debajo de las condiciones optimas. Mientras que a presiones por debajo de la condición de diseño aumenta el contenido de agua en la corriente del gas seco que sale de la torre contactora.

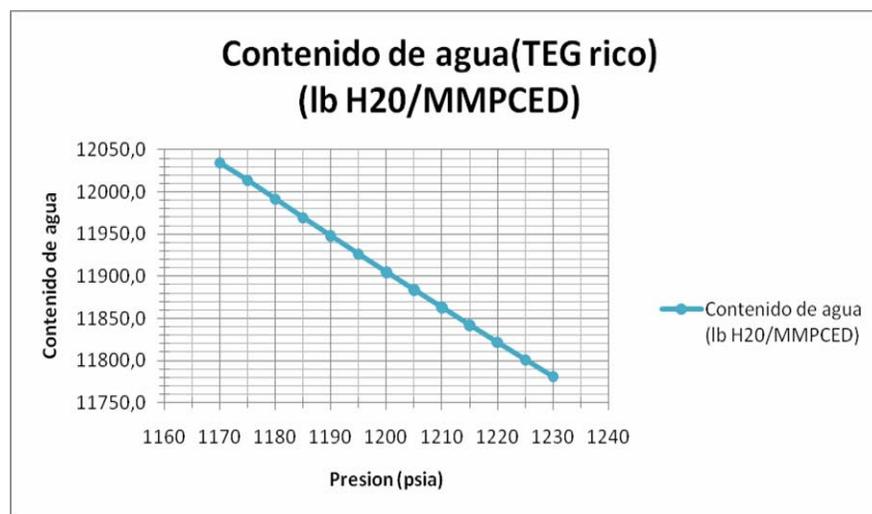


Figura 4.10. Comportamiento del contenido de agua presente en la corriente de TEG rico a diferentes valores de presión del gas húmedo que entra a la torre contactora

De acuerdo a los resultados obtenidos al variar la presión del gas de entrada (gas húmedo), se puede apreciar en la figura 4.10. que el contenido de agua presente en la corriente de TEG rico aumenta a medida que disminuye la presión del gas de entrada, mientras que cuando se aumenta la presión por encima de la presión de diseño el contenido de agua presente en el TEG rico disminuye. Es propicio resaltar que la variación realizada al gas húmedo está íntimamente relacionada con las corrientes de salida de la torre contactora, ya que al aumentar el contenido de agua en la corriente de gas seco disminuye el contenido de agua en la corriente de TEG rico.

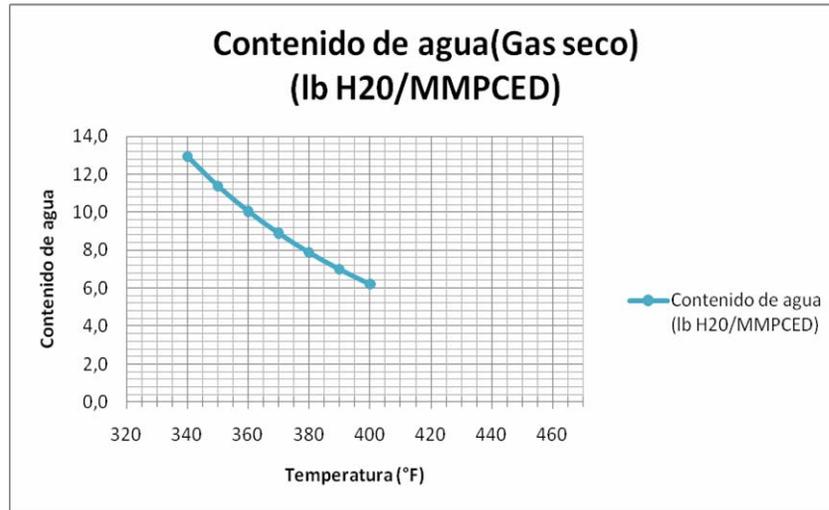


Figura 4.11. Comportamiento del contenido de agua presente en la corriente de gas seco a diferentes valores de presión del TEG pobre que entra a la torre contactora

En la figura 4.11. se logra apreciar que a medida que se disminuye la temperatura del rehervidor por debajo de la condición de diseño el contenido de agua en la corriente va aumentando significativamente lo que ocasiona que se alcance niveles de agua fuera de los estándares establecidos, por lo que se controla de manera muy rígida dicha temperatura, mientras que a valores por encima de la temperatura de diseño se logra disminuir el contenido de agua en el gas seco, ya que el glicol aumenta su pureza, sin embargo para nuestro caso es importante resaltar que a temperaturas superiores a 404 °F el glicol se degrada lo que ocasionaría un aumento en el contenido de agua en el gas seco producto de la descomposición del TEG pobre.

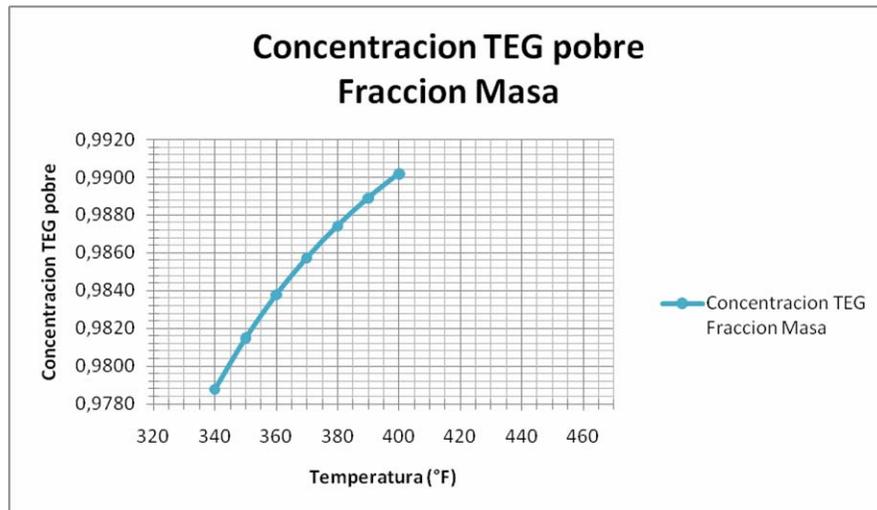


Figura 4.12. Comportamiento de la concentración de TEG pobre en fracción masa a diferentes valores de temperaturas del rehervidor

En el rehervidor de glicol es donde este obtiene nuevamente su riqueza, gracias a que cuenta con unos serpentines que se encuentran a una temperatura de 225 a 230 °F, temperatura que es mayor a la de ebullición del agua, por tal razón se debe monitorear que la temperatura no descienda de la temperatura de ebullición del agua, si esto ocurre el glicol no alcanzara el 98,7% de pureza que requiere para ponerse en contacto nuevamente con el gas y retirarle así la máxima cantidad de agua.

En este caso sometido a estudio a través del simulador fue la variación de la temperatura del rehervidor para analizar el comportamiento de la concentración del glicol pobre que entra en la torre contactora. En esta etapa se mantiene constante el resto de los datos de diseño tanto del gas como del TEG, obteniéndose los resultados mostrados en la figura 4.12.

Los resultados obtenidos reflejan que a medida que se disminuye la temperatura del rehervidor por debajo de la condición de diseño disminuye la

concentración de TEG pobre, mientras que cuando se aumenta la temperatura del rehervidor por encima de 400 °F la concentración del TEG pobre aumenta logrando alcanzar sus máximos niveles de pureza, de allí la importancia de operar de manera acertada la temperatura del rehervidor. En este caso al incrementar la temperatura del rehervidor se logra obtener niveles de concentración muy altos, pero es importante resaltar que por encima de 404 °F el trietilenglicol empieza su proceso de descomposición por lo que teóricamente la concentración de glicol debería ir disminuyendo.

4.6.2.3. Nivel de glicol

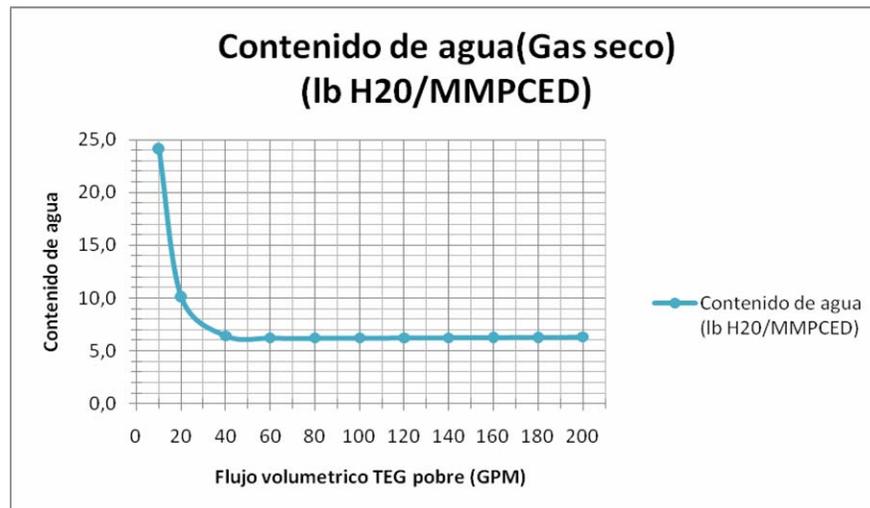


Figura 4.13. Efecto del flujo volumétrico de trietilenglicol (TEG pobre), sobre el contenido de agua del gas seco a la salida de la torre contactora

Los niveles de glicol en el equipo se pueden definir como la variable a controlar de mayor jerarquía, debido a que el glicol es el agente que se encarga de deshidratar el gas de alimentación. Si los niveles de glicol no son los adecuados, es decir están por debajo de su nivel normal la deshidratación no se dará de forma efectiva, originando problemas operacionales en el resto de la planta.

En esta etapa de la simulación se puede notar que el proceso es bastante sensible ante la variación del flujo volumétrico de TEG pobre, lo que es un indicativo de que el suministro del mismo debe ser monitoreado muy de cerca para asegurar así que el proceso se lleve a cabo de manera eficiente. En la figura 4.13.- se puede observar que cuando el caudal de TEG pobre está por encima del caudal de diseño, el proceso está dentro del rango permitido en cuanto al contenido de agua presente con la que debe salir el gas en la corriente de gas seco. Igualmente, se logra apreciar que con un flujo volumétrico mucho mayor al de diseño genera una disminución de la cantidad de agua que sale con el gas, sin embargo esta disminución no es importante ya que no es necesario utilizar un alto caudal de glicol pobre cuando esas mismas especificaciones se logran alcanzar con niveles de trietilenglicol muchos más bajos. Mientras que a caudales por debajo de la condición de diseño se alcanza un mayor contenido de agua en la corriente de gas seco originando productos fuera de especificación.

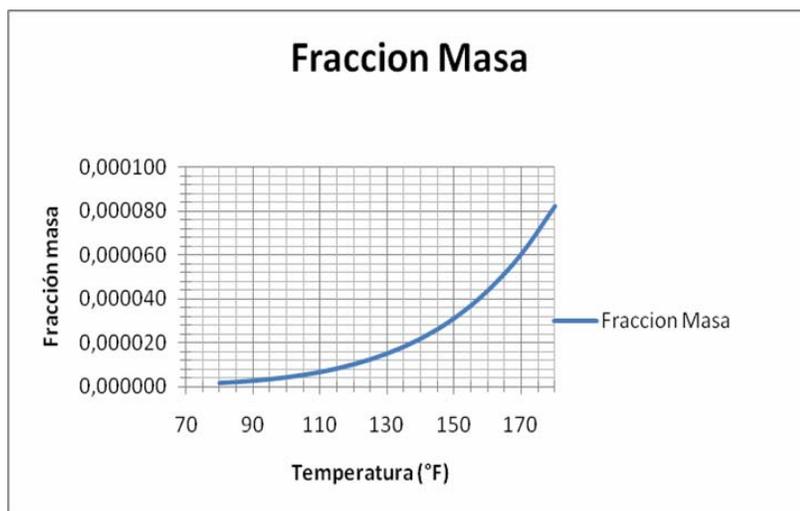
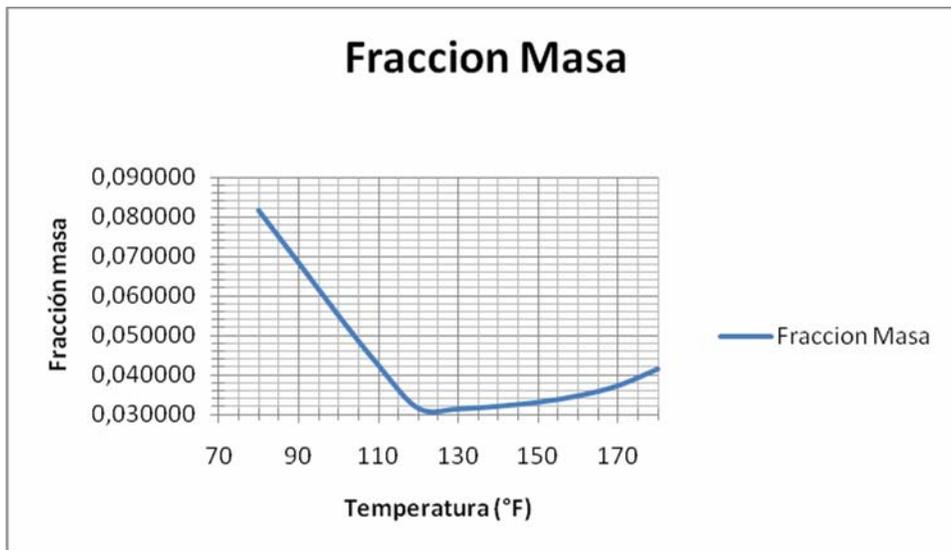


Figura 4.14. Comportamiento del contenido en fracción masa de la corriente de gas seco a diferentes valores de temperatura del gas de entrada

En la figura 4.14, se logra apreciar que a medida que aumenta la temperatura del gas de entrada por encima de la temperatura de diseño el contenido de TEG en la corriente de gas seco aumenta en fracción masa, originando que se produzca las perdidas de TEG por consecuencias de las altas temperaturas en el gas de entrada, ya que se produce un alto diferencial de temperatura entre el glicol pobre y el gas húmedo originando la condensación de hidrocarburos pesados en la unidad y por consiguiente la formación de espuma que me ocasiona una deshidratación pobre y grandes perdidas de glicol, mientras que a temperaturas menores a la establecida en el diseño el contenido de TEG en fracción masa disminuye y por consiguiente disminuyen las perdidas de glicol en la torre contactora.



4.14. Comportamiento del contenido en fracción masa de la corriente de vapor de agua a diferentes valores de temperatura del gas de entrada

En la figura 4.15.-, se puede apreciar que a medida que se disminuye la temperatura del gas húmedo en la unidad Absorbadora el contenido de glicol en fracción masa de la corriente de vapor de agua aumenta, mientras que temperaturas superiores a la de diseño se logra un descenso en el contenido

de TEG y luego empieza a ascender muy lentamente a pesar de los cambios brusco, pero no alcanza los valores obtenidos en referencia cuando la temperatura del gas de entrada es inferior a la establecida. Por lo tanto es importante controlar la temperatura del gas húmedo que entra a la torre contactora ya que temperatura muy bajas me produce sustanciales perdidas de glicol en el regenerador ya que el vapor de agua arrastra el TEG hasta el tope

CONCLUSIONES

1. El gas que va a procesos de extracción y criogénicos debe entregarse con especificaciones de un contenido de agua máximo de 7 lb de agua / MMPCN.
2. La deshidratación de gas con trietilenglicol TEG se considera un proceso sucio, debido a la cantidad de impurezas que presenta.
3. Cuan más alta es la pureza de entrada del TEG en la torre contactora mayor es su capacidad de deshidratación.
4. Es indispensable mantener la diferencia de 10°F del TEG por encima de la temperatura del gas de entrada al contactor, para evitar problemas de condensación de hidrocarburos dentro del mismo.
5. Se debe mantener la temperatura del rehervidor por debajo de los 400°F, para prevenir la degradación del TEG y consecuentes contaminantes del sistema, así como las pérdidas por evaporación del TEG.
6. Una excesiva temperatura en el tope de la columna regeneradora incrementa las pérdidas de TEG. A temperaturas mayores de 215°F, se encuentran 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.
7. La simulación realizada al sistema de deshidratación con TEG se aprecia que el caudal de glicol es una variable crítica que rige la eficiencia del proceso.
8. No son variables sensibles de operación del proceso ni la presión, ni la temperatura de la solución de TEG alimentada al absorbedor.

9. La concentración del glicol pobre es una de las variables más importantes del proceso.

10. A medida que se aumenta el flujo de glicol se aumenta la potencia en la torre regeneradora.

RECOMENDACIONES

- Utilizar el paquete termodinámico apropiado para que no se obtengan resultados y desviaciones erróneos.
- Mantener la temperatura de entrada del glicol pobre (TEG que entra al absorbedor) entre un rango de (10-15) °F por encima de la temperatura de entrada del gas (gas húmedo) con el fin de evitar la condensación de los hidrocarburos.
- La composición del TEG que entra a la torre contactora se recomienda mantenerla por encima de 98.7%, puesto que por debajo de este valor disminuye la eficiencia de la deshidratación.

BIBLIOGRAFÍA

1. Salazar C. Gustavo J. ***Análisis de los diferentes métodos que se emplean para controlar punto de rocío de agua en una corriente de gas natural en una planta de extracción de líquido. (2010).*** Tesis de grado no publicada. Universidad Bolivariana de Venezuela. Monagas.
2. Macias R. y Rebolledo J. ***Factibilidad de instalación de un tren de deshidratación en el campo operacional UDO-1, mediante el software pro/II. (2007).*** Tesis de grado no publicada. Universidad de Oriente. Anzoátegui.
3. Sanchez C. y Velasquez K. ***Desarrollo de ingeniería conceptual para la mejora del proceso de regeneración de glicol en una planta de deshidratación ubicada en el oriente del país. (2010).*** Tesis de grado no publicada. Universidad de Oriente. Anzoátegui.
4. Canache S. y Salazar L. ***Análisis de las variables a ser consideradas en el proceso de optimización de una planta controladora de punto de rocío. (2010).*** Tesis de grado no publicada. Universidad de Oriente. Anzoátegui.
5. Flante M. y Borrego A. ***Análisis de los problemas operacionales de un proceso de deshidratación por absorción y adsorción. (2008).*** Tesis de grado no publicada. Universidad de Oriente. Anzoátegui.
6. Gonzales M. y Cova D. ***Evaluación de la filosofía operacional del sistema de control de una torre absorbedora para la deshidratación del gas natural con TEG. (2007).*** Tesis de grado no publicada. Universidad de Oriente. Anzoátegui.

7. Alcalá J. ***Evaluación de diferentes procesos para regeneración de glicol en la planta de deshidratación. (2008).*** Tesis de grado no publicada. Universidad de Oriente. Anzoátegui.
8. Barreto N. y Cruz G. ***Determinación de las causas de los problemas operacionales en una planta de endulzamiento de gas natural utilizando MDEA. (2008).*** Tesis de grado no publicada. Universidad de Oriente. Anzoátegui.
9. Cedeño R. ***Evaluación de la factibilidad de incremento de la capacidad de una torre de absorción mediante la mezcla de dietanolamina (DEA) con metildietanolamina (MDEA) en una planta de endulzamiento de gas. (2008).*** Tesis de grado no publicada. Universidad de Oriente. Anzoátegui.
10. Gómez A. y Lárez R. ***Análisis de varios esquemas de flujo para mejorar el proceso de endulzamiento de gas con aminas. (2005).*** Tesis de grado no publicada. Universidad de Oriente. Anzoátegui.
11. Hernández E. ***Análisis de los efectos causados por problemas operacionales en una planta de endulzamiento de gas natural con MDEA. (2008).*** Tesis de grado no publicada. Universidad de Oriente. Anzoátegui.
12. Martínez M. ***Endulzamiento de gas natural. (2004).*** Ingenieros consultores, S.R.L. Maracaibo-Venezuela.
13. Miller A. y Ailebram B. ***Evaluación de los parámetros operacionales en un modelo de planta de endulzamiento de gas natural con metildietanolamina (MDEA) como absorbente. (2007).*** Tesis de grado no publicada. Universidad de Oriente. Anzoátegui.

14. Tracy G. Carter, Steven D. Behrens y Jhon T. Collie. ***Addition of Static Mixers Increases Treating capacity in Central Texas Gas Plant. (1998).***
Disponible:
<http://www.bre.com/technicalpapers/technicalpaper.asp?articlenumber=55>.

15. Zavala J. y Castillo J. ***Evaluación del incremento en la capacidad de operación de una planta de endulzamiento de gas natural mediante la adición de mezcladores. (2006).*** Tesis de grado no publicado.
Universidad de Oriente. Anzoátegui.

ANEXOS

Tabla 2.1. Variación del porcentaje de los componentes del gas natural

Componentes	Fórmula Química	Estado	Variación del % molar
Metano	CH_4	Gas	55.00 - 98.00
Etano	C_2H_6	Gas	0.10 - 20.00
Propano	C_3H_8	Gas	0.05 - 12.00
n-Butano	C_4H_{10}	Gas	0.05 - 3.00
i-butano	C_4H_{10}	Gas	0.02 - 2.00
n-Pentano	C_5H_{12}	Líquido	0.01 - 0.80
i-Pentano	C_5H_{12}	Líquido	0.01 - 0.80
Hexano	C_6H_{14}	Líquido	0.01 - 0.50
Heptano	C_7H_{16}	Líquido	0.01 - 0.40
Nitrógeno	N_2	Gas	0.10 - 0.50
Dióxido de Carbono	CO_2	Gas	0.20 - 30.00
Oxígeno	O_2	Gas	0.09 - 0.30
Sulfuro de Hidrógeno	H_2S	Gas	Trazas - 28.00
Helio	He	Gas	Trazas - 4.00

Tabla 2.2. Temperatura de descomposición de los diferentes glicoles

Glicoles	Temperatura De Descomposición
Etilenglicol	329°F
Dietilenglicol	328°F
Trietilenglicol	404°F
Tetraetilenglicol	460°F

Tabla 2.3. Propiedades de los glicoles

Propiedades	Etilenglicol	Dietilenglicol	Trietilenglicol	Tetraetilenglicol
Peso molecular	62.1	106.1	150.2	194.2
Punto de ebullición (°C)	197.3	244.8	285.5	314.0
Presión de vapor (mmHg a 25°C)	<0.12	<0.01	<0.01	<0.01
Densidad (a 25°C)	1.110	1.113	1.119	1.120
Libras por galón (a 25°C)	9.26	9.29	9.34	9.34
Punto de congelamiento (°F)	8	17	19	22
Pour point (°F)		-65	-73	-42
Viscosidad absoluta (cp. a 25°C)	16.5	28.2	37.3	39.9
Tensión superficial (dinas/cm a 25°C)	47	44	45	45
Índice de refractividad (a 25°C)	1.43	1.446	1.454	1.457
Calor específico (BTU/lb. °F A 25°C)	0.58	0.55	0.53	0.52
Punto de flash (°F)	240	280	320	365
Punto de fuego (°F)	245	290	330	375

Tabla 2.4. Presión de vapor de Glicoles a distintas temperaturas

Temperatura	-30	10	50	75	100
EG	0.00003	0.001	0.016	0.07	0.3
DEG	0.000003	0.0001	0.002	0.075	0.023
TEG	0.00000002	0.000007	0.00013	0.0012	0.0045

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	Evaluación del efecto de las variables operacionales sobre el sistema de trietilenglicol TEG en una planta de deshidratación de gas natural.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Suniaga Tamara C.	CVLAC: 13835227 E MAIL:thamy31@gmail.com
Dimas Richard A.	CVLAC: 15289562 E MAIL:memin0484@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Gas natural
Glicol
Trietilenglicol
Variables Operacionales
Contenido de agua en el gas
Tamices Moleculares

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUB ÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

El desarrollo del presente trabajo, constituye en la evaluación del efecto de las variables operacionales sobre un sistema con trietilenglicol (TEG) en una planta de deshidratación de gas natural, con la finalidad de verificar las causas operacionales en una planta de deshidratación de gas natural con trietilenglicol, dicho glicol es un líquido altamente higroscópico, de la serie de los alcoholes, no corrosivos y regenerable a altas concentraciones. La deshidratación es muy importante en la industria del gas natural, ya que como es extraído de los yacimientos este contiene normalmente vapor de agua, el cual deberá ser removido a un punto típico de un contenido de 7 libras de agua / MMPCE de gas para la mayoría de los sistemas de transmisión de gas. Para la evaluación de las variables operacionales se utilizó un paquete de simulación HYSYS PLANT 3.2, el cual una vez montado todo el diseño de la planta de deshidratación de gas natural con TEG, se procedió a variar los parámetros y de esa manera evaluar el efecto producido y perturbar ciertas variables como lo es la temperatura y presión del gas saturado, así como el flujo volumétrico de la corriente de TEG pobre en la torre contactora. En cada caso y para cada variación se determinó el contenido de agua por MMPCED de gas.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Rondón José	ROL	CA	AS(x)	TU	JU
	CVLAC:	8328657			
	E_MAIL	rondonjj@gmail.com			
	E_MAIL				
Moreno Yuvi	ROL	CA	AS	TU	JU(x)
	CVLAC:	12980821			
	E_MAIL	Moreno.yuvi@gmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011 AÑO	05 MES	04 DÍA
-------------	-----------	-----------

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación del efecto de las variables operacionales.doc	Aplicación/ msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I
J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w
x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Químico.

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Ingeniería Química.

INSTITUCIÓN:

Universidad De Oriente. Núcleo de Anzoátegui.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado

“Los Trabajos de grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizadas a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”

Richard Andrés Dimas

Thamara Cruz Suniaga

AUTORES.

Ing. José Rondón

TUTOR

Ing. Yuvi Moreno

JURADO

Ing. Yraima Salas

POR LA SUBCOMISION DE TESIS