

**OPTIMIZACIÓN DE PLANTAS DE DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL
CON
TRIETILENGLICOL (TEG)**

JOSE DAVID SALGADO VANEGAS Y KEVIN RICO VÉLEZ

Trabajo de grado presentado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

Director

MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCAS

Magíster en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2023

Dedicatoria

En primer lugar, dedico el presente trabajo a Dios, por ser mi creador y ayudarme en cada uno de los procesos para culminar con éxito. Le dedico a mi madre Mary Luz Vanegas Batista este logro y a mi padre Eustiel Salgado Pérez, porque siempre estuvieron apoyando cada situación; también a mi hermana María José Salgado Vanegas quien me dio fortaleza para que no desfalleciera.

Agradezco, además, este logro a todas y cada una de las personas que estuvieron cerca haciendo acompañamiento oportuno y necesario, a Angie Carolina, a mi familia y demás amigos, especialmente a una persona que siempre será importante para mí, que siempre supo estar para mí en todas y cada una de las circunstancias adversas, ella sabe que no fue fácil; pero valió la pena tanto esfuerzo.

¡Por último, dedico este estudio a cada profesor que ayudó en mi proceso de formación...solo me queda decirles a todos Muchas Gracias!

José David Salgado Vanegas

El resultado de este trabajo se lo dedico a mi familia... principalmente, a mis padres quienes me apoyaron y contribuyeron en los momentos buenos y malos. Doy gracias a ellos por enseñarme a afrontar las dificultades sin perder nunca el horizonte para no morir en el intento. Ellos me enseñaron a ser la persona que hoy soy, me enseñaron principios y valores; como la perseverancia y empeño. Todos estos valores fueron inculcados con una enorme dosis de amor y lo mejor... sin pedir nada a cambio. Trabajaron duro para ayudarme a cumplir mis sueños.

Dedico además esta investigación a Yamith López Benítez, Docente y Psicóloga; quien dio asesorías y apoyo durante todos los procesos, por su empeño para que no cometiéramos errores.

¡Dios los bendiga a todos!

Kevin Rico Vélez

Agradecimientos

Deseamos agradecer finalmente, el apoyo de todas y cada una de las personas que con su sus esfuerzos y dedicaciones colaboraron de principio a fin en el presente trabajo de investigación.

Agradecemos a la Universidad Industrial de Santander, Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleo en Bucaramanga, por haber prestado su entera colaboración en el desarrollo y culminación de esta investigación, a través de sus docentes, directivos y demás comunidad educativa.

Así mismo, agradecemos a nuestros docentes de carrera, por fortalecer nuestros conocimientos durante años en la academia ya que fueron vitales para la formación como...excelentes ingenieros de petróleos, agradecemos especialmente al director de tesis Manuel Enrique Cabarcas Simancas, Magister en ingeniería química, excelente docente y gran ser humano, guío todos y cada uno de los procesos en la elaboración de este trabajo de investigación.

Tabla de contenido.

Tabla de contenido.....	5
Resumen.....	13
Introducción	15
Planteamiento del problema.....	17
1.Objetivos.	19
1.1.Objetivo General	19
1.2. Objetivos Específicos.....	19
2. Justificación.	20
3. Capítulo 1. La calidad del gas natural.....	21
3.1. Especificaciones de calidad del gas natural	21
3.1.1.Punto de rocío de hidrocarburos	23
3.1.2.Verificación de calidad	23
3.1.3.Cumplimiento de Especificaciones para el CO ₂	24
4. Capítulo 2. Método de deshidratación del gas natural.....	29
4.1. Tratamiento del gas natural.....	29
4.1.1. Las Impurezas del Gas Natural	29
4.2. La deshidratación del gas.....	31
4.2.1. Las Dificultades originadas por la presencia de agua	31
4.3. Los métodos de deshidratación del gas.....	32
4.3.1. El método de deshidratación por adsorción:	32
4.3.2. El método de deshidratación por absorción	33
4.3.3. En la industria, los desecantes (Glicoles) líquidos más utilizados y efectivos	34
4.3.4. Delicuescencia	34
4.3.5. El método de deshidratación por expansión	35
4.3.6. El método de permeación del gas	36
5. Capítulo 3. Deshidratación de gas natural con glicoles.	37
5.1. La corrección de las impurezas.....	38
5.2. Los hidratos.....	42
5.3. Absorción/deshidratación por glicol	45
5.3.1. Para la elección del glicol.	48
5.3.2. La descripción del proceso.....	52
5.4. La deshidratación por procesos de baja temperatura	53
5.5. La deshidratación usando cloruro de calcio.....	54
6. Capítulo 4. Variables de operación y diseño de una planta de deshidratación de gas con glicol.	55
6.1 Deshidratación con Gas	55
6.2 Regeneración del Glicol.....	55
6.3. Descripción	56
6.3.1. El Separador de Entrada.....	56
6.3.2. Torre contactora gas – glicol.....	56
6.3.3. El tanque flash	59
6.3.4. Filtro de partículas	59

6.3.5. Filtro de Carbón Activado	60
6.3.6. El reboiler	61
6.4. Las condiciones operativas	61
6.4.1. Las Variables en un adecuado funcionamiento de la Torre	61
6.4.1.1. Caudal de Gas de Entrada..	61
6.4.1.2. Presión y temperatura del gas de entrada.	61
6.4.1.3. Temperatura de Glicol de entrada.....	61
6.4.1.5 Temperatura y presión del Reboiler.	63
6.4.1.6. Gas stripping.	64
6.4.1.7. Caudal de Circulación TEG.....	65
6.4.1.8 Temperatura en la Torre Despojadora.	65
6.5. Los problemas operacionales.....	65
6.5.1. Composición térmica	65
6.5.2. Oxígeno en el sistema	66
6.5.3. Valores anormales de ph.....	66
6.5.4. Contaminación con sales.....	66
6.5.5. Presencia de hidrocarburos líquidos	66
6.5.6. Acumulación de lodos	66
6.5.7. Espuma	66
6.5.8. Presencia co2	67
6.6. Control de calidad del TEG	67
7. Capítulo 5. Simulación de una planta de deshidratación de gas natural utilizando Trietilenglicol (TEG).	71
7.1. Simulador ASPEN HYSYS	71
7.2. Diseño de la planta de deshidratación con TEG	73
7.2.1. Simulación con Aspen hysys	73
7.2.2. Funcionamiento de la planta de deshidratación	74
8. Capítulo 6. Optimización de una planta de deshidratación de gas natural Trietilenglicol (TEG).	80
8.1. Primer Caso de estudio	81
8.2. Segundo caso de estudio.	82
8.3 Tercer caso de estudio.....	83
9. Conclusiones	94
10. Recomendaciones	96
Referencias bibliográficas	97
Anexos	100

Índice de tablas

Tabla 1 Especificaciones de calidad del Gas natural	21
Tabla 2 Composiciones saturadas de agua de las mezclas de gases.	25
Tabla 3 Tipos de impurezas en Gas natural.	30
Tabla 4 Los glicoles y sus propiedades físicas.	46
Tabla 5 Parámetros para analizar en el TEG.....	67
Tabla 6 Ejemplo de los valores óptimos para análisis de glicol.	69
Tabla 7 Valores reales de análisis de Glicol.	69
Tabla 8 Composición de la corriente “GAS 2”.....	80
Tabla 9 Condiciones del gas natural cuando entra a la planta	81
Tabla 10 Condiciones de operación del TEG alimento.	86
Tabla 11 Condiciones de operación del TEG rico LP3.	86
Tabla 12 Condiciones del Gas a la venta.	87
Tabla 13 Condiciones del TEG rico LP.....	87
Tabla 14 Condiciones del TEG rico 2 – TEG REG.....	88
Tabla 15 Condiciones del Glicol rico que se repone.	90
Tabla 16 Primer caso de estudio.	102
Tabla 17 Contenido de agua variando el flujo de glicol rico en recirculación con un rehervidor a 350 °F.....	103
Tabla 18 Contenido de agua variando el flujo de glicol rico en recirculación con un rehervidor a 375 °F.....	104
Tabla 19 Contenido de agua variando el flujo de glicol rico en recirculación con un rehervidor	

a 385 °F.....	105
Tabla 20 Contenido de agua variando el flujo de glicol rico en recirculación con un rehervidor	
a 400 °F.....	106
Tabla 21 Contenido de agua cambiando el flujo de glicol en un contactor de 2 platos.....	108
Tabla 22 Contenido de agua cambiando el flujo de glicol en un contactor de 4 platos.....	109
Tabla 23. Contenido de agua cambiando el flujo de glicol en un contactor de 8 platos.....	110
Tabla 24 Contenido de agua cambiando el flujo de glicol en un contactor de 10 platos.....	111
Tabla 25 Contenido de agua cambiando el flujo de glicol en un contactor de 12 platos.....	112

Índice de figuras

Figura 1 <i>Impacto del CO₂ en (Hidrocarburos).</i>	26
Figura 2 <i>El Impacto del H₂S en (Hidrocarburos).</i>	27
Figura 3 <i>El Impacto Opuesto de CO₂ y H₂S en la Curva de Formación de Hidratos....</i>	28
Figura 4 <i>Delicuescencia.....</i>	35
Figura 5 <i>Contenido de Agua en el Gas</i>	37
Figura 6 <i>Contenido de CO₂, en mezclas de gas</i>	38
Figura 7 <i>Contenido de agua del H₂S, saturado en mezclas de gas natural.</i>	39
Figura 8 <i>Contenidos de agua en presencia de H₂S.</i>	40
Figura 9 <i>Contenidos de agua en presencia CO₂</i>	41
Figura 10 <i>Condiciones de la temperatura y la presión del gas natural saturado.</i>	42
Figura 11 <i>Temperatura en la formación de hidratos.....</i>	44
Figura 12 <i>Comparación de Dietilenglicol y Trietilenglicol – Higroscopicidad.....</i>	48
Figura 13 <i>Viscosidad de las mezclas de agua.....</i>	49
Figura 14 <i>Etilenglicol; agua</i>	50
Figura 15 <i>Agua – dietilenglicol</i>	50
Figura 16 <i>La solubilidad de los glicoles en los hidrocarburos</i>	51
Figura 17 <i>Funcionamiento – Planta de Glicol</i>	53
Figura 18 <i>Unidad básica de deshidratación de glicol.....</i>	55
Figura 19 <i>Separador bifásico horizontal convencional.....</i>	56

Figura 20 Torre fraccionadora de platos.	57
Figura 21 Burbujeo de fluidos dentro de la torre.	58
Figura 22 El filtro de partículas.	60
Figura 23 Filtro de Carbón activado.....	60
Figura 24 Equilibrio (Punto de Rocío vs Temperatura en distintas concentraciones de TEG).....	61
Figura 25 Descripción punto de rocío vs TEG/CONCENTRACIONES.....	63
Figura 26 La concentración de glicol vs temperatura del rehervidor.	63
Figura 27 El efecto - Gas de Stripping en Concentración TEG.	64
Figura 28 Ejemplo de una planta de deshidratación con glicol.....	70
Figura 29 El diseño de una planta de deshidratación con TEG.....	73
Figura 30 Proceso en el saturador.	74
Figura 31 Proceso en el separador.....	75
Figura 32 Contactor.....	76
Figura 33 Corriente “TEG rico”.	76
Figura 34 Figura 34. Glicol rico, frio/glicol, pobre frio.	77
Figura 35 El gas y los condensados hidrocarburos arrastrados en la corriente “glicol rico”.....	77
Figura 36 TEG Rico Lp 4 a Través de la VALVULA.	78
Figura 37 Regenerador TEG (condensador, rehervidor, etapa ideal). Corriente “Fondos regenerado” – Glicol pobre.....	78
Figura 38 Mezclador “REPO TEG”.....	79

Figura 39 <i>Bomba para aumentar la presión del “TEG pobre”</i>	79
Figura 40 <i>Temperatura de Entrada</i>	82
Figura 41 <i>Variación en Temperatura del Rehervidor</i>	83
Figura 42 <i>Número de platos</i>	84
Figura 43 <i>Con 2 platos</i>	85
Figura 44 <i>Bomba</i>	88
Figura 45 <i>Tubos y Carcaza – Intercambiadores de Calor Glicol Rico</i>	89
Figura 46 <i>Tubos y Carcaza – Caída de presión – Intercambiador de calor gas (glicol pobre)</i>	89
Figura 47 <i>Especificaciones del regenerador</i>	90

Lista de anexos

Anexo A. Prosupuesto	100
Anexo B. Primer caso de estudio.....	102
Anexo C. Primer estudio con el rehevidor a una temperatura de 350°F.....	103
Anexo D. Segundo estudio con el rehevidor a una temperatura de 375°F	104
Anexo E. Tercer estudio con el rehevidor a una temperatura de 385°F	105
Anexo F. Cuarto estudio con el rehevidor a una temperatura de 400°F.....	106
Anexo G. Variación del flujo de glicol con un contactor de 2 platos.....	108
Anexo H. Variación del flujo de glicol con un contactor de 4 platos.....	109
Anexo I. Variación del flujo de glicol con un contactor de 8 platos.	110
Anexo J. Variación del flujo de glicol con un contactor de 10 platos.	111
Anexo K. Variación del flujo de glicol con un contactor de 12 platos.....	112

Resumen

Título: Optimización de una Planta de Deshidratación de Gas Natural con Trietilenglicol (TEG)

Autores: José David Salgado Vanegas y Kevin Rico Vélez**.

Palabras Clave: Trietilenglicol, deshidratación, Gas natural, rehervidor.

Descripción:

En el presente trabajo se pudo realizar un estudio de optimización para una Planta de Deshidratación de Gas Natural con Trietilenglicol (TEG)

Este trabajo buscó deshidratar gas natural. Para lo cual se removió el vapor de agua que se encontraba asociado al gas natural crudo, con el propósito de prevenir la formación de hidratos y la corrosión en las tuberías, esto podría disminuir la eficiencia de las tuberías y la acumulación de líquidos provocando taponamientos. Existen varios métodos de remoción de agua. Para este trabajo en particular se utilizó un desecante, como el Trietilenglicol (TEG); este ayuda a bajar la cantidad de agua con la que viene la corriente de gas, incluso en la industria petrolera colombiana existe cierto reglamento para poder transportar el gas donde se exigen ciertas condiciones para evitar lo máximo posible los problemas con las tuberías, estas condiciones se encuentran en el REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (RUT). Págs. 127, 128, 129. Resolución CREG de 2018.

El proceso que se le da al gas natural utilizado por los consumidores es mucho más simple que el proceso por el que pasa el petróleo, pero este no deja de ser importante puesto que el gas natural crudo viene con numerosas impurezas desde el yacimiento que deben ser removidas para que logre cumplir con las normas de venta y transporte ya establecidas. Para el proceso del gas natural se necesita separar las impurezas (CO_2 , H_2S) y no más importante la cantidad de vapor de agua que contiene cuando se extrae del yacimiento.

Después de haber realizado la simulación del proceso de deshidratación de gas, analizar los diferentes casos de estudios y analizar las variables más importantes como lo era la temperatura y la presión en los diferentes equipos, pudimos observar que los resultados fueron óptimos.

Abstract

Title: Optimization of a Natural gas Deshydration Plant with Triethylene glycol.

Authors: José David Salgado Vanegas y Kevin Rico Vélez**.

Keywords: Triethylene Glycol, dehydration, Natural gas, reboiler.

Description:

This work sought to dehydrate natural gas. For which the water vapor that was associated with the raw natural gas was removed, with the purpose of preventing the formation of hydrates and corrosion in the pipes, this could reduce the efficiency of the pipes and the accumulation of liquids causing clogging. There are several methods of water removal. For this particular job, a desiccant was used, such as Triethylene Glycol (TEG); This helps to lower the amount of water with which the gas current comes, even in the Colombian oil industry there are certain regulations to be able to transport the gas where certain conditions are required to avoid as much as possible problems with the pipes, these conditions are found in the Single Regulation for the Transportation of Natural Gas (RUT). P. 127, 128, 129. CREG Resolution of 2018.

The process that is given to natural gas used by consumers is much simpler than the process that oil goes through, but this is still important since raw natural gas comes with numerous impurities from the reservoir that must be removed to achieve compliance with already established sales and transportation standards. For the natural gas process it is necessary to separate the impurities (CO₂, H₂S) and not more importantly the amount of water vapor it contains when it is extracted from the reservoir.

After having carried out the simulation of the gas dehydration process, analyzing the different case studies and analyzing the most important variables such as temperature and pressure in the different equipment, we were able to observe that the results were optimal.

Introducción

El presente estudio, buscó abordar temas relacionados con una planta de deshidratación con Trietilenglicol (TEG), describiendo el análisis y evaluando los procesos para ello. Se buscó además optimizar estos procesos en forma de costo o de tipo operacional. Para lo cual, se hizo necesario reconocer que la deshidratación en gas son procesos muy importantes en la industria de los hidrocarburos. Si el agua no fuera removida eficientemente podría ocasionar grandes problemas. Es sabido que los problemas del petróleo desencadenan daños y pérdidas operacionales y económicas.

La deshidratación del gas natural tiene gran importancia; porque se hace una relación de costo – beneficio para que sea eficiente. Es por esta razón que en el presente estudio se encuentra implícito el proceso de regeneración de TEG en el diseño de deshidratación de la planta. Para lo cual se debe cumplir todos los parámetros y normas exigidas. Existen varias opciones de diseño según sea el gas de salida que se necesite obtener.

En la presente investigación, se hizo una optimización en el simulador Aspen Hysys, donde las variables más importante fue la temperatura en ciertos equipos respetando los otros parámetros operacionales y nos mas importante la cantidad de glicol por cantidad gas que ingresaba a la planta, gracias a todas esas variaciones y análisis nos permitieron aproximarnos a unos resultados óptimos, eligiendo los parámetros más apropiados para lograr la mayor eficiencia en el proceso. Desarrollar optimizaciones en programas de simulación, es eficiente porque reduce costos operativos, como se mencionó anteriormente; pues el operador se puede anticipar así a situaciones inesperadas y

elaborar un plan de acción inmediato para reducir los efectos negativos que se presentan en la cotidianidad y generar ventajas económicas.

Planteamiento del problema.

Existen diferentes métodos para que el vapor de agua sea removido del gas; es decir hay diferentes métodos de separación. Estos métodos ayudan a solucionar los distintos problemas que traen consigo; por ejemplo, la humedad, la corrosión en tubería cuando este es transportado. Entre los métodos de separación esta la deshidratación por glicoles (procesos de absorción), este es un proceso que se hace para eliminar el resto de humedad que los separadores no pudieron eliminar.

En el proceso de deshidratación, se remueve el vapor de agua que está asociado al gas. Este vapor de agua es quizás la impureza más común en un flujo de gas. Por estas razones se le da gran importancia en los campos donde se manejan altas presiones.

Otras razones importantes para remover el vapor de agua del gas natural son:

Pueden formarse hidratos que taponan los equipos y las tuberías.

Puede haber corrosión principalmente si el agua líquida del gas natural contiene CO_2 y H_2S .

Puede condensarse el vapor de agua del gas natural en las líneas llegando a causar taponamiento

Todo para poder optimizar el funcionamiento de los compresores y poder cumplir con la calidad exigida para el transporte en tuberías y posterior comercialización.

Los métodos de deshidratación más usados son: la absorción, la adsorción, deliquesencia, expansión – refrigeración, permeación del gas y la tecnología Twister. Es de gran importancia conocer cada uno de estos métodos, sus ventajas y desventajas para poder identificar cuáles son

más viables al momento de deshidratar gas natural y comercializarlo.

En el presente estudio se hizo una optimización de este proceso debido a que el gas está tomando un papel muy importante en la industria y es necesario poder mejorar todos los procesos asociados con la deshidratación del gas. Por lo que se determinó escoger el método de absorción debido que es el método más utilizado por la industria por costo y eficiencia operativa. El método de absorción es un fenómeno de transferencia de masa desde una fase gaseosa hacia una fase líquida, mediante la adición de un líquido con alta higroscopicidad o facilidad para retirar el agua. Para la deshidratación por absorción es necesario remover el vapor de agua del gas a través del contacto íntimo con un desecante líquido. Este contacto se da en una torre empacada o de platos. Es importante reconocer que los glicoles son los desecantes líquidos más efectivos y los más usados para la deshidratación del gas natural. Estos glicoles pueden ser: Etilenglicol, Dietilenglicol, Trietilenglicol, (EG, DEG, TEG).

Para la optimización del presente estudio, se utilizó un desecante líquido como el Trietilenglicol (TEG) para la optimización de la planta; ya que este desecante líquido ha ganado gran aceptación por ser el más efectivo, porque logra mayor depresión de punto de rocío y tiene bajos costos operativos. Este es un líquido higroscópico no volátil, inodoro e incoloro y además ha sido usado para hidratar gases dulces y ácidos en rangos de operación como: depresión del punto de rocío a 40 – 140 °F; presión de 25 – 2500 psi y a una temperatura de 40 – 160°F.

1. Objetivos.

1.1. Objetivo General

Realizar un estudio de optimización de una planta de deshidratación de gas con Trietilenglicol (TEG).

1.2. Objetivos Específicos

Realizar un análisis bibliográfico de los procesos de deshidratación de gas natural utilizando glicoles

Construir el modelo de simulación numérica de una planta típica de deshidratación de gas natural con Trietilenglicol

Evaluar el desempeño de la planta de deshidratación mediante un análisis paramétrico

Identificar los rangos de operación óptimos de una planta de deshidratación con Trietilenglicol, mediante simulación numérica

2. Justificación.

Es importante reconocer que el valor permitido de contenido de agua en las tuberías es de 4 a 7lb H₂O/MMPCS. Es por estas razones que la deshidratación debe ser un proceso de gran relevancia en el tratamiento del gas.

En un sistema de deshidratación de gas, los factores más importantes son la temperatura del gas de entrada y las presiones de operación; sin esta información, sería imposible diseñar una planta deshidratadora. En consecuencia, para dimensionar con precisión un sistema de deshidratación que incluya tasas de flujo, precisión y volúmenes, se requiere estos datos importantes.

Por tales razones, es que en la presente investigación se realizó una optimización; que permita a su vez, revisar otros procesos de deshidratación con gas natural utilizados en la industria de los hidrocarburos, así, como también revisar los avances tecnológicos que han impactado en otros contextos e investigaciones.

La presente investigación buscó, además motivar a la industria petrolera, para que diversifique la oferta en cuanto a los procesos de deshidratación de gas con TEG, explorando la capacidad de producción y comercialización, aportando de esta manera al uso de las nuevas tecnologías como el uso de los simuladores; en tal sentido el Aspen Hysys. Por lo que se plantea la construcción de un modelo de simulación de una planta de deshidratación de gas natural con Trietilenglicol (TEG) en el mencionado simulador.

3. Capítulo 1. La calidad del gas natural

Para que el gas cumpla con los parámetros de calidad, este debe tratarse; y para que a su vez satisfaga las condiciones que se establecen en el RUT y en las normas que puedan modificarlo o sustituirlo. El gas natural es una mezcla de hidrocarburos livianos, constituido por metano, que se encuentra en los yacimientos en forma libre o en forma asociada al petróleo.

3.1. Especificaciones de calidad del gas natural

El gas natural deberá cumplir con las especificaciones de calidad indicadas en la Tabla.

Tabla 1

Especificaciones de calidad del Gas natural

Especificaciones	Sistema	Sistema Inglés
	Internacional	
Máximo poder Calorífico bruto (GHV), (nota 1)	42.8 MJ/m	1.150 BTU/ft
Mínimo poder Calorífico bruto (GHV),(Nota 1)	35.4MJ/m	950 BTU/ ft
Contenido de líquido libre de líquidos libres de líquidos (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido Total de H ₂ S máximo	6 mg/m	0.25 grano/ 100PCS
Contenido total azufre máximo	23 mg/m	1.0grano/ 100PCS
Contenido CO ₂ máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ máximo en% volumen	5%	5%

Contenido de inertes máximo en% volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49°C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	7.2 °C	45°F
Contenido máximo de polvos grano 1000 PC y material en suspensión (Nota 4)	1.6mg/m	0.7 grano/1000PC
Número de Woble (Nota 5)	Entre 46.6 MJ/m y 52.7MJ/m	Entre 1250 o BTU/ft y 1414.7 BTU/ft

Nota. REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (RUT). Págs.129, 130.
RESOLUCIÓN CREG 050 (2018, art. 2)

Nota 1: los datos sobre metro o pie cubico de gas deben estar referidos a condiciones estándar.

Nota 2: los líquidos, pueden ser; hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.

Nota 3: los contenidos inertes se consideran al CO₂ y N₂. Mientras que el O₂ se considera un contaminante.

Nota 4: las partículas deben tener un tamaño máximo de (15 micrones)

Nota 5: Todo debe ser calculado así: poder calorífico superior – base volumétrica – condiciones estándar. De acuerdo con la presente resolución y a las condiciones estándar.

Cuando se trate de gas importado, el productor – comercializador, o el comercializador y el remitente deben entregar el gas natural a una presión de operación en el punto de entrada hasta 1200 Psig, según los requerimientos del transportador. Salvo si existe un acuerdo entre las partes.

3.1.1. Punto de rocío de hidrocarburos

La medición de este se hará como se indica a continuación:

- Debe ser medido por el SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE, ubicados en puntos del territorio nacional.
- Se debe realizar las calibraciones periódicamente, utilizando el método de referencia estándar ASTM D- 1142 o de mayor exactitud.

Es importante tener en cuenta que la presión no debe sobrepasar los 45°F (87.2C)

El método de referencia estándar debe ser ASTM D-1142 u otro de mayor exactitud, cuando se deba solucionar problemas o disputas. Es importante que se llegue a común acuerdo.

3.1.2. Verificación de calidad

La calidad del gas que recibió debe ser verificada por el transportador, tanto el productor

comercializador, como el comercializador deberán colocar los analizadores en línea en los puntos de entrada.

El agente posteriormente verifica mediante auditoria que deberá ser realizada por una firma o persona natural seleccionada de la lista elaborada por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, con Gas, el cumplimiento de las especificaciones de calidad objetada. Los resultados de la auditoria deben ser comunicados y analizados con el transportador antes de rendir el informe final. El transportador asume el costo de la auditoria¹.

3.1.3. *Cumplimiento de Especificaciones para el CO₂*

El transportador puede rehusarse a aceptar el gas en el punto de entrada, en dado caso este no se ajuste al contenido máximo de CO₂ establecido en el RUT.

3.2. Comportamiento de la fase de formación de hidratos de gas amargo.

Hay distintos métodos con los que se calculan las condiciones de formación de hidratos de los gases naturales. Estos, son los adecuados en cálculos usando una computadora con ecuaciones de estado. En la Tabla 2 se muestra un ejemplo donde se utilizó el software Soave – Redlich-Kwong (SRK EoS) en ProMax.

¹ REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (RUT). Págs. 130, 131. RESOLUCIÓN CREG 050 (2018), art. 2. Concordancia: Resolución CREG 114 de 2017, anexo 2.

Tabla 2*Composiciones saturadas de agua de las mezclas de gases.*

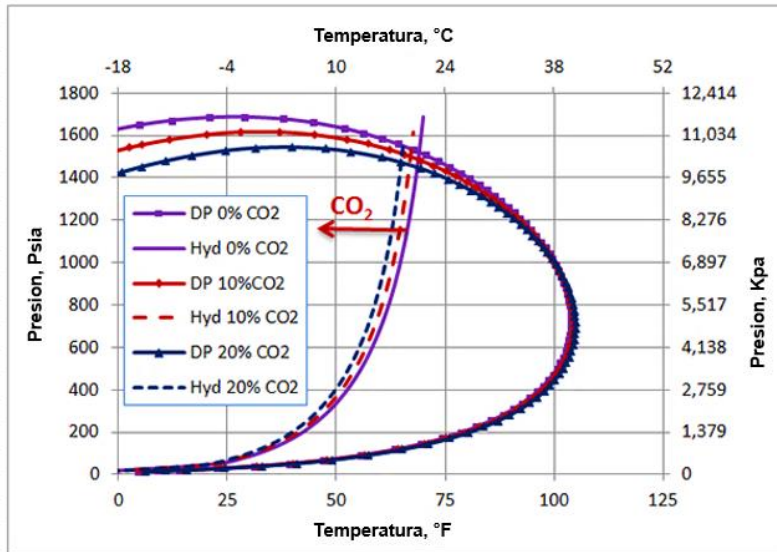
Componente	Mol%				
	Gas Dulce	10 Mol %CO ₂	20 Mol % CO ₂	10 Mol %H ₂ S	20 Mol % H ₂ S
N ₂	0.031	0.028	0.025	0.028	0.025
CO ₂	0.000	9.998	20.006	0.000	0.000
H ₂ S	0.000	0.000	0.000	10.005	20.004
CH ₄	85.620	76.889	68.166	77.000	68.418
C ₂ H ₆	7.886	7.103	6.316	7.093	6.298
C ₃ H ₈	3.758	3.404	3.043	3.383	3.002
iC ₄	0.595	0.544	0.491	0.537	0.476
nC ₄	0.785	0.721	0.654	0.709	0.629
iC ₅	0.372	0.349	0.322	0.339	0.302
nC ₅	0.220	0.207	0.193	0.200	0.179
C ₆	0.127	0.125	0.123	0.118	0.106
C ₇	0.486	0.506	0.528	0.462	0.424
H ₂ O	0.121	0.127	0.133	0.128	0.137
Sum	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Nota. Fuente Campbell, JM, “Acondicionamiento y procesamiento de gas, Vol 1: Los principios básicos”, 8ª edición, editado por RA Hubbard, John M. Campbell & Company, Norman, EE. UU., 2001.

En la Figura 1 se observa la curva de formación de hidratos y la parte de la envolvente de la fase *gas natural*. También se observan las mezclas de gases que contiene entre 10 y 20% molar de CO₂

Figura 1

Impacto del CO₂ en (Hidrocarburos).

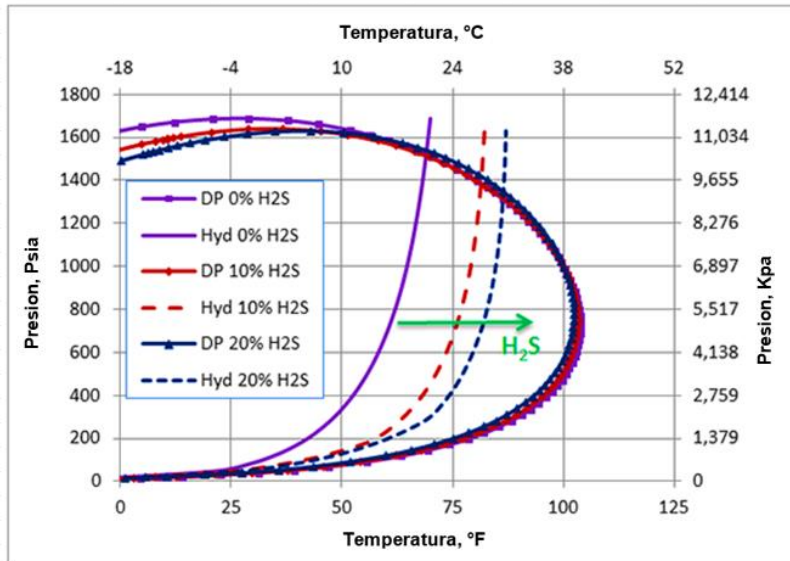


Nota. Fuente Campbell, JM, “Acondicionamiento y procesamiento de gas, Vol 1: Los principios básicos”, 8ª edición, editado por RA Hubbard, John M. Campbell & Company, Norman, EE. UU., 2001.

En la Figura 2 se observa la mezcla de gases que contiene entre 10 y 20 % molar de H₂O. Esto indica que a medida que el porcentaje molar de H₂O sube de 0 a 20% molar, las curvas se desplazan considerablemente a la derecha. Entonces se puede afirmar que la contracción de la envolvente de fase es menor que la del CO₂.

Figura 2

El Impacto del H₂S en (Hidrocarburos).

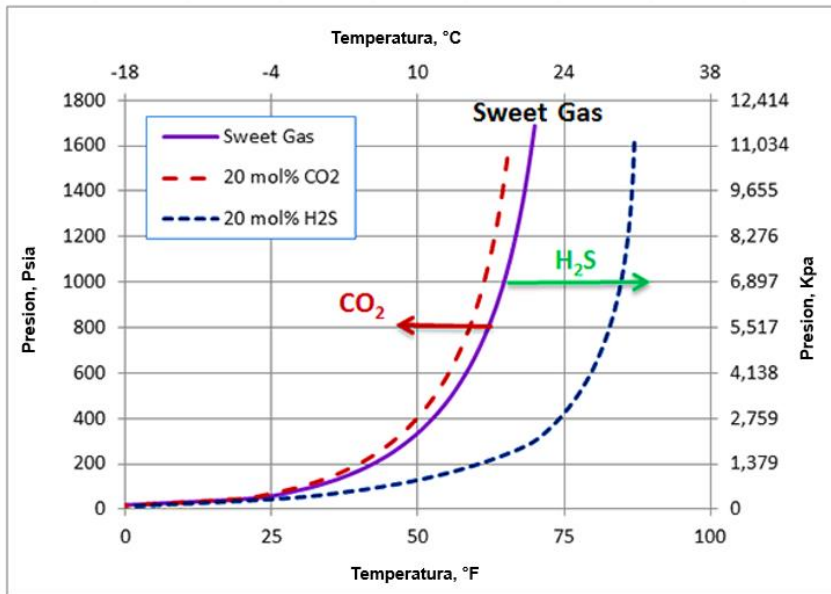


Nota. Fuente Campbell, JM, “Acondicionamiento y procesamiento de gas, Vol 1: Los principios básicos”, 8ª edición, editado por RA Hubbard, John M. Campbell & Company, Norman, EE. UU., 2001.

En la Figura 2 se observan las curvas de formación de hidratos calculadas para un gas dulce, un gas amargo con 20% molar de CO₂ y un gas amargo con 20% molar de H₂S.

Figura 3

El Impacto Opuesto de CO₂ y H₂S en la Curva de Formación de Hidratos.



Nota. Fuente Campbell, JM, “Acondicionamiento y procesamiento de gas, Vol 1: Los principios básicos”, 8ª edición, editado por RA Hubbard, John M. Campbell & Company, Norman, EE. UU., 2001.

Por otro lado, se observa en la gráfica, que el impacto del CO₂ es pequeño, mientras que el H₂S tiene un impacto considerable en la condición de formación de hidratos.

4. Capítulo 2. Método de deshidratación del gas natural

4.1. Tratamiento del gas natural

El tratamiento de este sucede, cuando se elimina la humedad de (H_2S) y se eliminan otras impurezas de manera que el gas quede acondicionado y cumpla con los estándares de calidad especificados en las normas².

De los pozos perforados, proviene el gas natural, por lo que durante la explotación de un yacimiento este trae consigo impurezas o ciertas características que no permiten su consumo, como gases ácidos y exceso de humedad.

4.1.1. Las Impurezas del Gas Natural

Como se mencionó en capítulos anteriores, el gas natural no procesado contiene algunos compuestos hidrocarburos asociados, como el etano, propano, i-butano y gasolina natural; además contiene compuestos inertes como dióxido de carbono y nitrógeno; como también algunas impurezas como agua y compuestos de azufre².

En consecuencia, algunos compuestos no son deseables en la composición de gas natural; porque en contacto con el agua pueden formar soluciones corrosivas como, por ejemplo: (H_2S) y otros compuestos como el azufre, mercaptanos, sulfato de carbonila y disueltos de carbono (CS_2)

² Caballero, Carlos y Reinstein, David (2003). Obstáculos para el desarrollo del gas natural en Colombia.

(Caballero, 2023).

Los hidrocarburos asociados se denominan líquidos del gas natural. Las impurezas se denominan componentes indeseables.

La presencia en el gas natural de dióxido de carbono (CO_2) y nitrógeno (N_2) son un problema porque en gran concentración disminuyen su poder calorífico. Por lo que la retirada de las impurezas es de suma importancia ya que así, aumenta el valor de venta.

Tabla 3

Tipos de impurezas en Gas natural.

Estado de la impureza	Impureza	Problema
Solida	Arena, cemento, productos de corrosión, parafinas y asfáltenos	Erosión, taponamientos de líneas, válvulas e instrumentación Perdida de eficiencia de procesos
Líquida	Agua libre, aceite, condensados y aditivos	(transporte, compresión, absorción y adsorción), inexactitud de exploraciones en quemadores
Gaseosa	Vapor de agua, gases ácidos, (CO_2 , H_2S), inertes, N_2 y O_2	Interrupción de flujo de gas por formación de hidratos en válvulas e

instrumentos, corrosión interna y
polución ambiental

Nota. Fuente: Caballero, Carlos y Reinstein, David (2003).

4.2. La deshidratación del gas

Para el gas natural, la deshidratación hace referencia a la remoción de agua en estado gaseoso asociada con el gas. Este es un proceso que constituye una operación básica en el acondicionamiento del gas natural, porque previene la formación de gases ácidos (H₂S, CO₂), corrosión en las tuberías, obstáculos en las líneas de transmisión y la formación de hidratos, siendo este último, uno de los principales problemas que más se presentan en el acondicionamiento del gas natural.

Es necesario saber, que la formación de hidratos se puede evitar removiendo el agua del gas o del líquido, antes del enfriamiento de los hidrocarburos cuando aún están por debajo de la temperatura; porque podrían aparecer problemas. Las plantas de procesamiento de gas tienen como objetivo principal la recuperación del gas natural (LGN); para lo cual utilizan procesos a bajas temperaturas. Por lo que es necesario deshidratar el gas natural para que la planta pueda así operar sin peligro de formación de sólidos.

4.2.1. Las Dificultades originadas por la presencia de agua

Existen dificultades por la presencia de agua, las más comunes son:

La formación de tapones en los gasoductos; debido a la formación de hidratos, al bajar la

temperatura se cristalizan de manera similar al hielo, tapando las líneas de flujo, sobre todo en las reducciones, codos, válvulas de retención, etc. Para solucionar el problema se debe quemar grandes volúmenes de gas o cerrar pozos productores con el fin de aliviar la sobre presión que generan los taponamientos. Como consecuencia de esto, se generan pérdidas económicas indeseables.

Se reduce la capacidad de la línea; porque aumenta el vapor de agua y disminuye valor calorífico en el gas natural.

Para prevenir la formación de hielo en los intercambiadores de calor de baja temperatura, la deshidratación del gas natural antes del procesamiento criogénico debe ser vital.

Existen problemas de corrosión en los equipos o almacenes de la planta.

Existen problemas de migración en los espacios porales de los yacimientos cuando el gas reinyectado en los mismos.

4.3. Los métodos de deshidratación del gas

Los métodos de deshidratación del gas son:

Adsorción, absorción, deliquesencia, expansión – refrigeración, permeación del gas.³

4.3.1. El método de deshidratación por adsorción:

Los adsorbentes comúnmente usados para la deshidratación del gas natural son los geles de sílice, las camas a lechos de sílice, la alúmina activada, la bauxita activada y las mallas

³ Lemus, M. María Isabel y Cuevas, M. Luis (2014). "Deshidratación de gas natural por absorción"

moleculares. La adsorción es una forma de adhesión entre la superficie del desecante sólido y el vapor de agua del gas. El agua forma una capa fina que se adhiere a la superficie del desecante sólido por fuerza de atracción, pero no hay reacción química.

Para que la transferencia de materia se dé, la presión de vapor de los componentes absorbidos debe ser menor que su presión parcial en el gas rico (húmedo). Por lo que un componente dado, puede condensar si su composición de vapor es mayor que su composición líquida.

Una buena alternativa para la deshidratación con lecho sólido se debe hacer en aplicaciones como:

- La deshidratación para conseguir puntos de rocío de agua menor a 40°C a -50°C, como las requeridas en la corriente de entrada de las plantas de extracción de LGN utilizando expansores.

- Las unidades de control del punto de rocío de hidrocarburos donde se requiere la extracción simultánea de agua e hidrocarburos para alcanzar ambas especificaciones de venta.

- La deshidratación y remoción simultánea de H₂S del gas natural.

- la deshidratación de gases que contienen H₂S donde la solubilidad del ácido sulfúrico en glicol puede causar problemas de emisión.

- La deshidratación y remoción de componentes sulfuros como (H₂S, COS, CS₂, Ercaptano) para las corrientes de LGN y Glp.

4.3.2. El método de deshidratación por absorción

En este método, la absorción se describe como un fenómeno de transferencia de masa desde una fase gaseosa a una fase líquida, esto se da si el líquido desecante cuenta con higroscopicidad. Para lo cual el líquido debe tener las características siguientes: una eficiencia de absorción no debe ser corrosivo ni tóxico, no debe interactuar con los hidrocarburos de los gases ni con los agentes de contaminación⁴.

4.3.3. En la industria, los desecantes (Glicoles) líquidos más utilizados y efectivos

En la industria, los desecantes (Glicoles) líquidos más utilizados y efectivos son: Etilenglicol (EG), Dietilenglicol (DEG), Trietilenglicol (TEG). Este último, Es decir el TEG es considerado el más eficiente, por cuanto se obtienen puntos de rocío más bajos y sus costos de operación son más accesibles.

El TEG ha sido utilizado para deshidratar gases dulces y ácidos en rangos de depresión del punto de rocío de 40 – 140°F, de presión de 25-2500 psi y de temperatura de 40-160°F.

4.3.4. Deliquescencia

El método de deshidratación por deliquescencia es, el uso de metales alcalinotérreos para secar el gas. Algunas de las sustancias que se utilizan para este método son: el cloruro de calcio, cloruro férrico, cloruro de magnesio, cloruro de zinc, carbonato de potasio, hidróxido de potasio e hidróxido de sodio. Siendo el cloruro de calcio (CaCl_2) el más usado en la industria⁵.

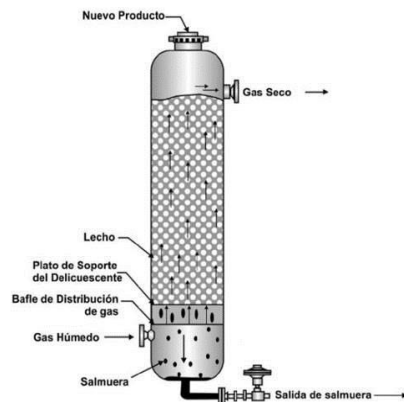
⁴ Duran, R. Melvin y Castillo, M. Edgar F., (2004) Aplicación de esquemas de control avanzados el proceso de deshidratación del gas natural.

⁵ López, G. Mariana, F., (2016) *DISEÑO DE UN SISTEMA MEZCLA E INYECCIÓN DE BIOGÁS CON GAS NATURAL*

La deliquesencia, además, hace referencia al uso de sustancias que en su mayoría son sales, caracterizada por la capacidad que tiene de atraer la humedad y disolverse lentamente hasta formar una salmuera concentrada.

Figura 4

Deliquesencia



Nota. Fuente Benefits of Deliquescing Desiccants for Gas Dehydration

4.3.5. El método de deshidratación por expansión

El método de deshidratación por expansión se da cuando se reduce la presión del gas con válvulas de expansión y luego se separa la fase líquida que se forma; esto ocasiona el enfriamiento del gas y conlleva a la condensación del agua. (Joule-Thompson)⁶.

PARA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN TERMOELECTRICA.

⁶ Baissac, Roberto y Heffner, Ricardo (2019). *OPTIMIZACIÓN DE UNA PLANTA DE DESHIDRATACIÓN DE GAS*

El inhibidor sería un buen elemento para realizar este método. Caso contrario sería realizar el proceso sin el inhibidor; pero esto solo pasaría si la caída de presión permitiría que el agua pueda alcanzar el punto de rocío requerido, donde no se formen hidratos

El proceso sin inhibidor se realiza únicamente cuando la caída de presión disponible permite que el agua alcance el punto de rocío requerido, sin formación de hidratos. Para lo cual se recomienda no realizar la expansión en una sola etapa. Se debe entonces analizar un poco más, con el fin de que en varias etapas se pueda bajar la presión para que así el gas se vaya adaptando a la temperatura actual.

4.3.6. El método de permeación del gas

Este método de permeación del gas se basa, en el principio de transferencia de masa por difusión mediante una membrana. Esta es una barrera permeable entre dos fases; en la que se permite el paso de varios solutos a través de ella a diferentes tasas. También permite penetrar a componentes selectivos, mientras retiene otros componentes en la entrada. Estas membranas se clasifican en inorgánicas y orgánicas o poliméricas. Las primeras pueden ser metálicas o cerámicas, las inorgánicas se dividen por su estructura en porosas o densas⁷.

Estas membranas son usadas para remover CO₂, H₂S y agua; por lo que ocupan poco

MEDIANTE EL USO DE GLICOL.

⁷ Rebollar, P. Georgette; Carretier, Emilie y Moulin, Philippe (2010) "Aplicaciones de la permeación de vapor: el tratamiento de compuestos orgánicos volátiles de origen antropogénico".

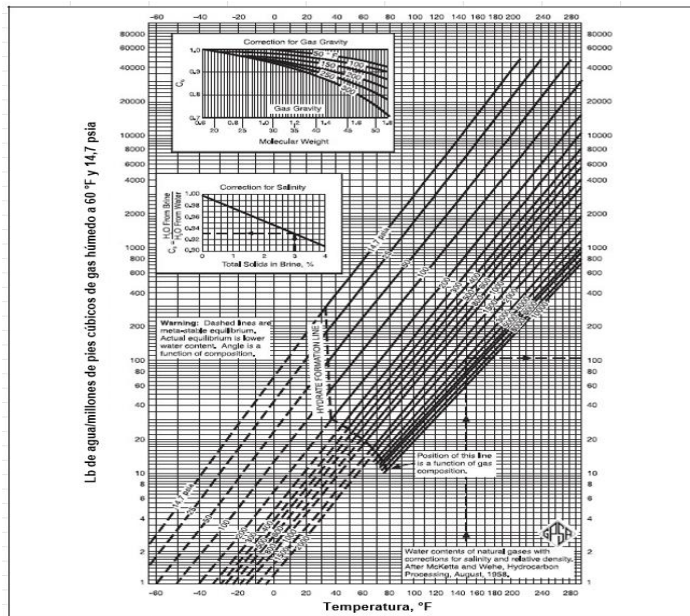
espacio y peso en comparación a los sistemas tradicionales, como las plantas de absorción. Estas membranas permeables se convierten en alternativas para aplicaciones costa afuera. Por lo que la elección de la técnica de deshidratación debe estar en función de la pureza del gas que se desea obtener.

5. Capítulo 3. Deshidratación de gas natural con glicoles.

Para la deshidratación de gas natural con glicoles, se debe tener en cuenta que casi siempre se desencadenaran problemas tanto en el transporte como en el procesamiento de este. Por tales razones se utilizan distintos métodos para la deshidratación del gas. Por lo que en el momento del transporte debe haber un valor específico de agua.

Figura 5

Contenido de Agua en el Gas



Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (4). Neuquén, Argentina 2018.

La presencia de agua en el gas dulce debe ser corregida. En el gráfico de Mc Ketta, se puede observar la línea que indica que la temperatura y la presión están por debajo de lo esperado.

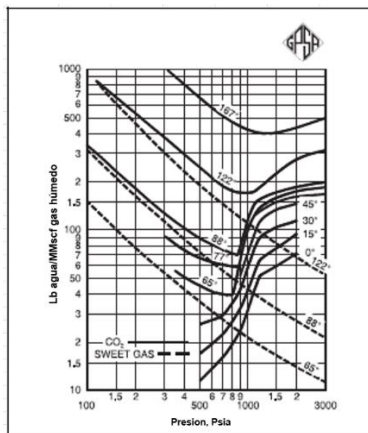
5.1. La corrección de las impurezas

Se necesita corregir la acidez que pueda contener el agua. Por cuanto el gas contiene CO₂ o H₂S.

Esto se puede observar en las Figuras 6 y 7.

Figura 6

Contenido de CO₂, en mezclas de gas



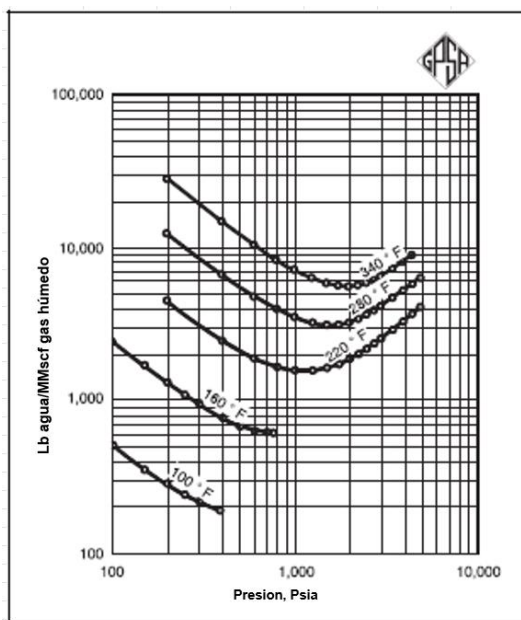
Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (5). Neuquén, Argentina 2018.

La siguiente gráfica se empleó para calcular el contenido de agua que absorbe el CO_2 a condiciones de saturación. Esta gráfica, además, superpone el contenido de agua en el gas dulce y el contenido de agua en el dióxido de carbono en estado puro a diferentes presiones y temperaturas.

En la figura 7, se indica el contenido de agua en el H_2S a condiciones de saturación, esta gráfica se empleó, además, para calcular el contenido de agua en el sulfuro de hidrogeno considerado puro.

Figura 7

Contenido de agua del H_2S , saturado en mezclas de gas natural.

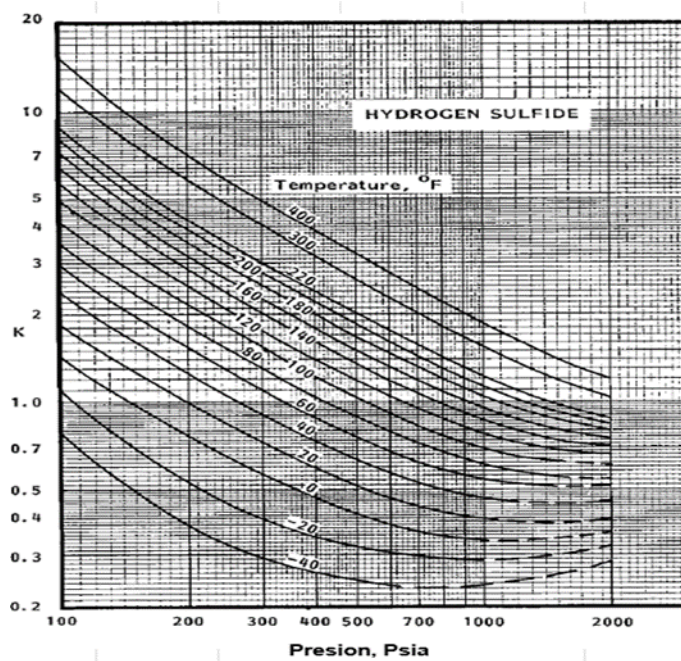


Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (6). Neuquén, Argentina 2018.

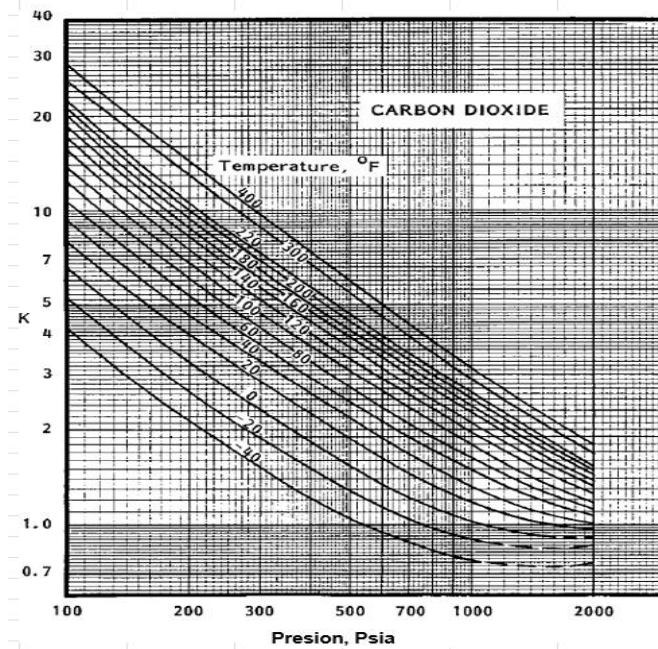
Todas estas graficas las usó el Dr. John Campbell en (Gas Conditioning and Processing – Vol. 1. Págs. 128 – 129). Estas se pueden correlacionar de una manera adecuada con los modelos estudiados, porque han sido incluidas para propósitos comparativos.

Figura 8

Contenidos de agua en presencia de H₂S.



Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (7). Neuquén, Argentina 2018.

Figura 9*Contenidos de agua en presencia CO₂*

Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (7). Neuquén, Argentina 2018.

Hay que reconocer que algunas veces se hace necesario corregir los contenidos de agua en el gas natural, teniendo en cuenta que hay presente en estas algunas partículas de componentes ácidos. Para corregir se puede tener en cuenta el método y gráficos de Campbell; es decir se pueden utilizar las ecuaciones siguientes cuando el contenido de ácidos se encuentra por debajo del 40%.

$$W = Y_{he} W_{he} + Y_{CO_2} W_{CO_2} + Y_{H_2S} W_{H_2S} \quad (\text{Ecuación 1})$$

Donde:

W = Contenido de agua del gas ácido (lb/MMscf)

Y_{he} = Fracción molar de todos los componentes excepto CO_2 y H_2S

W_{he} = Contenido de agua del gas dulce acumulado con McKetta (lb/MMscf)

Y_{CO_2} = Fracción molar de CO_2 en el gas

W_{CO_2} = Contenido de agua del CO_2 (lb/MMscf)

Y_{H_2S} = Fracción molar de H_2S en el gas

W_{H_2S} = Contenido de agua del H_2S (lb/MMscf)

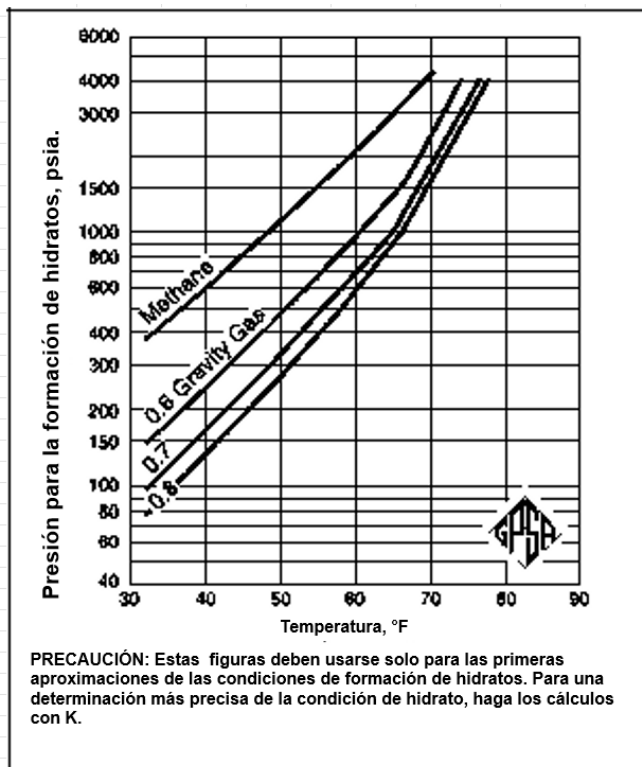
5.2. Los hidratos

En capítulos anteriores se ha explicado que la formación de hidratos se da cuando hay agua libre y el gas se enfría.

En la Figura 10, se observan situaciones de temperatura y presión. En la Figura 11, se observa una información que puede o no predecir la formación de hidratos.

Figura 10

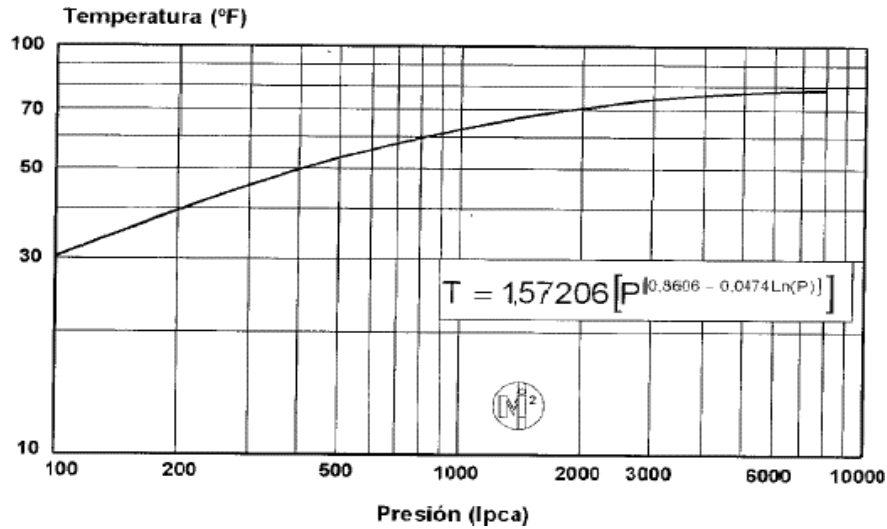
Condiciones de la temperatura y la presión del gas natural saturado.



Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR

PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (9). Neuquén, Argentina 2018.

En la Figura 11, se observa una curva; esta no aporta resultados óptimos o exactos.

Figura 11*Temperatura en la formación de hidratos*

Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (10). Neuquén, Argentina 2018.

Son muchos los problemas que se desencadenan en las operaciones de gas, si se ignora la existencia de los hidratos. Es por estas razones por lo que se requiere verificar primeramente la temperatura resultante del descenso de presión.

5.2.1. El control de hidratos

Existen cálculos que sirven para predecir cuándo se forman los hidratos. Para que la planta pueda operar, es necesario deshidratar el gas natural.

5.2.2. Las técnicas para deshidratar el gas natural

Para estas técnicas se tienen en cuenta varios procesos como:

La adsorción: esta se da cuando se adsorbe agua mediante un tamiz.

La absorción: deshidratación por desecante líquido utilizando los tres glicoles para la deshidratación tales como, etilenglicol (EG), dietilenglicol (DEG), y trietilen-glicol (TEG)

La inyección: para esta se bombea con un líquido que reduce el punto de rocío, puede ser metanol o mono-etilenglicol.

La deshidratación: se puede dar utilizando cloruro de calcio.

La deshidratación por procesos de baja temperatura: se puede dar por expansión.

Los procesos de adsorción/tamices moleculares: para lo cual se utilizan los tamices moleculares.

5.3. Absorción/deshidratación por glicol

Para estos procesos es necesario que el vapor de agua sea disuelto. Posteriormente el vapor se extrae del glicol mediante calor. Por cuanto el agua se extrae del glicol regenerándose y reconcentrándose, de manera que quede optimo y vuelva nuevamente a la torre.

Para la deshidratación del gas natural, los glicoles más usados son: (MEG) MONOETILENGLICOL, (DEG) DIETILENGLICOL, (TEG) TRIETILENGLICOL.

Tabla 4*Los glicoles y sus propiedades físicas.*

Formula	Etilenglicol	Dietilenglicol	Trietilenglicol	Tetraetilenglicol
Peso molecular	62.100	106.100	150.200	194.200
Punto de burbujeo a 760mm Hg°C	387.100	472.600	545.900	597.200
Puntodeburbujeo a 760mm Hg°C	197.300	244.800	285.500	314.000
Presión de vapor a 77°F (25°C) mm Hg	0.120	<0.01	<0.01	<0.01
Densidad (g/cc) a 77°F (25°C)	1.110	1.113	1.119	1.120
Densidad (g/cc) a 140°F (60°C)	1.085	1.068	1.092	1.092
Densidad Ibs/gal a 77°F (25°C)	9.250	9.290	9.340	9.340

Punto de congelamiento, °C	8.000	17.000	19.000	22.000
Punto cedente °C			73.000	
viscosidad en centipoisesn a 77°F (25°C)	16.500	65.00 28.200	37.300	42000 - 44.600
Viscosidad en centipoisesa 140°F (60°C)	4.680	6.990	8.770	10.200
Tensión superficial a 77°C (25°C) dinas/mc	47.000	44.000	45.000	45.000
Índice de refracción a 77°F (25°C)	1.430	1.446	1.454	1.457
Calor especifico a 77°F (25°C) Ki(Kg k)	0.58	0.550	0.530	0.520
Punto de flash C (PMCC)	240.000	255.000	350.000	400.000
Punto de fuego °C (C O C)	245.000	290.000	350.000	375.000

Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR

PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (18). Neuquén, Argentina 2018.

Nota: estas propiedades son resultados de laboratorios de componentes puros o condiciones típicas de los productos. No se deben tomar como especificaciones.

Las temperaturas aproximadas a las cuales, se descompone el glicol son las siguientes:

Etilénglicol:	165°C (329°F)
Dietilénglicol:	164°C (328°F)
Trietiénglicol:	207°C (404°F)
Tetraetiénglicol:	238°C (460°F).

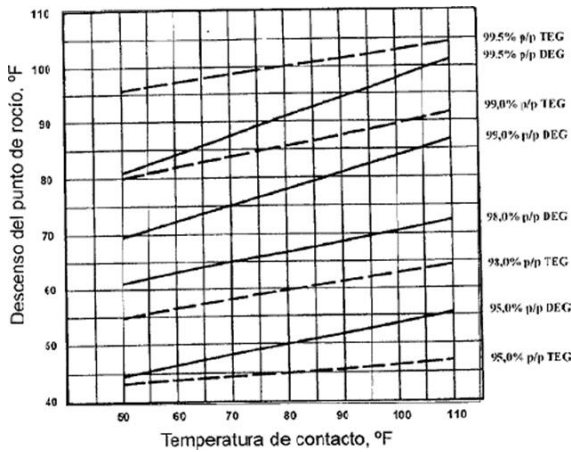
5.3.1. Para la elección del glicol.

Para la elección del glicol en la presente investigación, se analizaron cada uno de los glicoles anteriormente mencionados y se determinó que, se utiliza el Trietilenglicol (TEG); Los demás procesos se explican posteriormente en los capítulos siguientes.

En la Figura 12, se observan comparaciones entre la efectividad del dietilenglicol y el Trietilenglicol, con determinada temperatura y concentración del producto.

Figura 12

Comparación de Dietilenglicol y Trietilenglicol – Higroscopicidad.



Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (20). Neuquén, Argentina 2018.

La grafica muestra, que el TEG se presenta en una concentración por peso de 95%, cuando se hidrata un gas a 100°F.

Figura 13

Viscosidad de las mezclas de agua

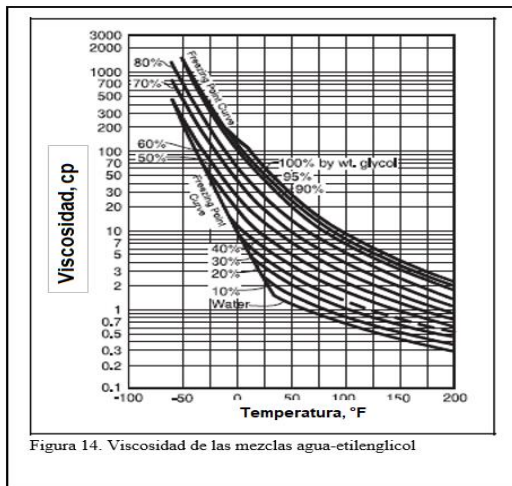


Figura 14. Viscosidad de las mezclas agua-etilenglicol

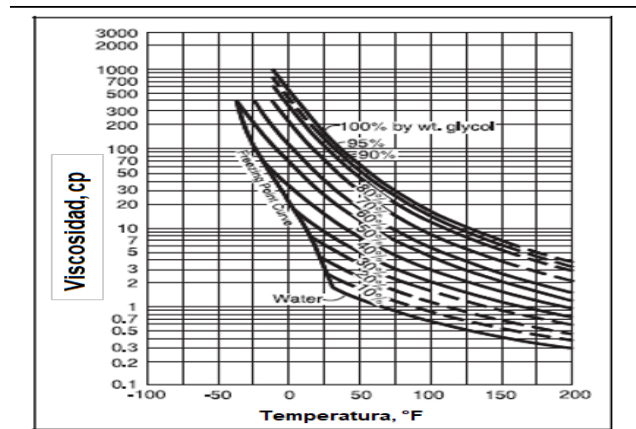
Figura 14*Etilenglicol; agua*

Figura 15. Viscosidad de las mezclas agua-dietilenglicol

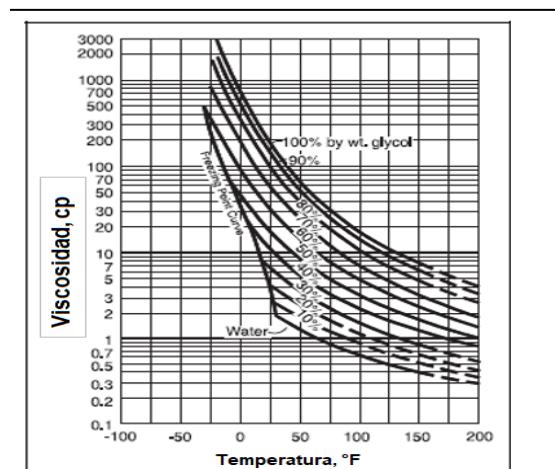
Figura 15*Agua – dietilenglicol*

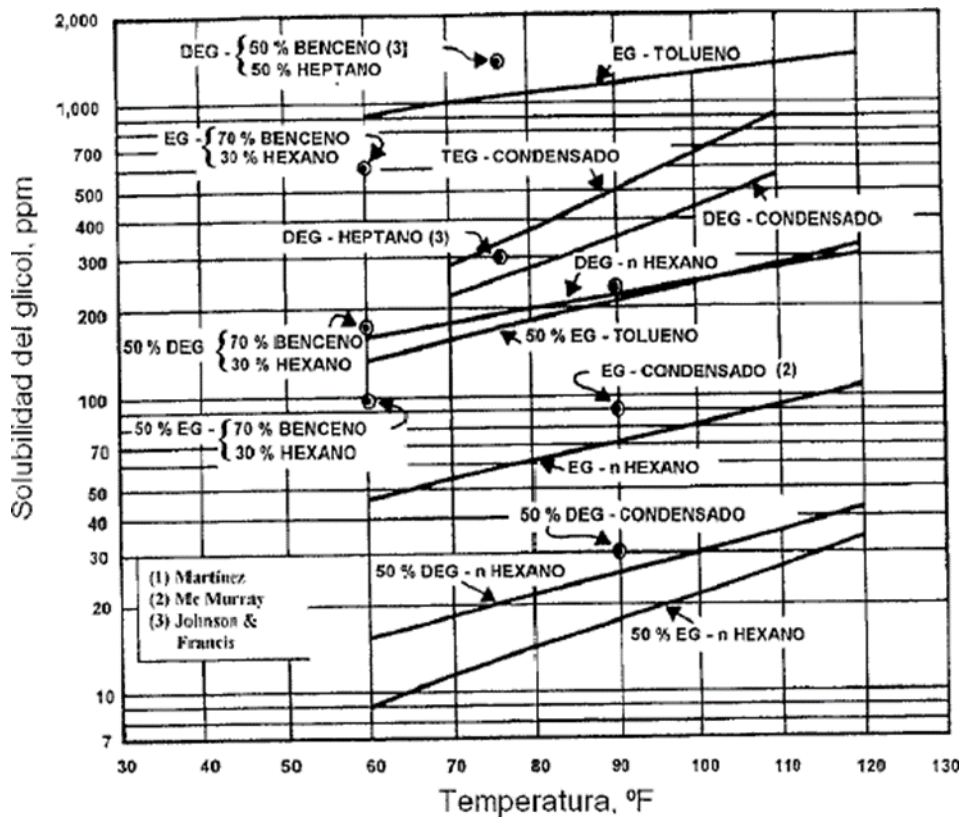
Figura 16. Viscosidad de las mezclas agua-trietilenglicol

Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (21 y 22). Neuquén, Argentina 2018.

El TEG presenta una solubilidad de 500ppm a 90°F. El DEG por su parte presenta una solubilidad de solo 350ppm. Lo que quiere decir que, el TEG siempre será más soluble que el DEG. Estos procesos se observan en la Figura 16.

Figura 16

La solubilidad de los glicoles en los hidrocarburos



Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (23). Neuquén, Argentina 2018.

Existen muchas razones, por las que el TEG, se usa con más frecuencia en las plantas de

tratamiento. A continuación, se mencionan algunas de estas razones.

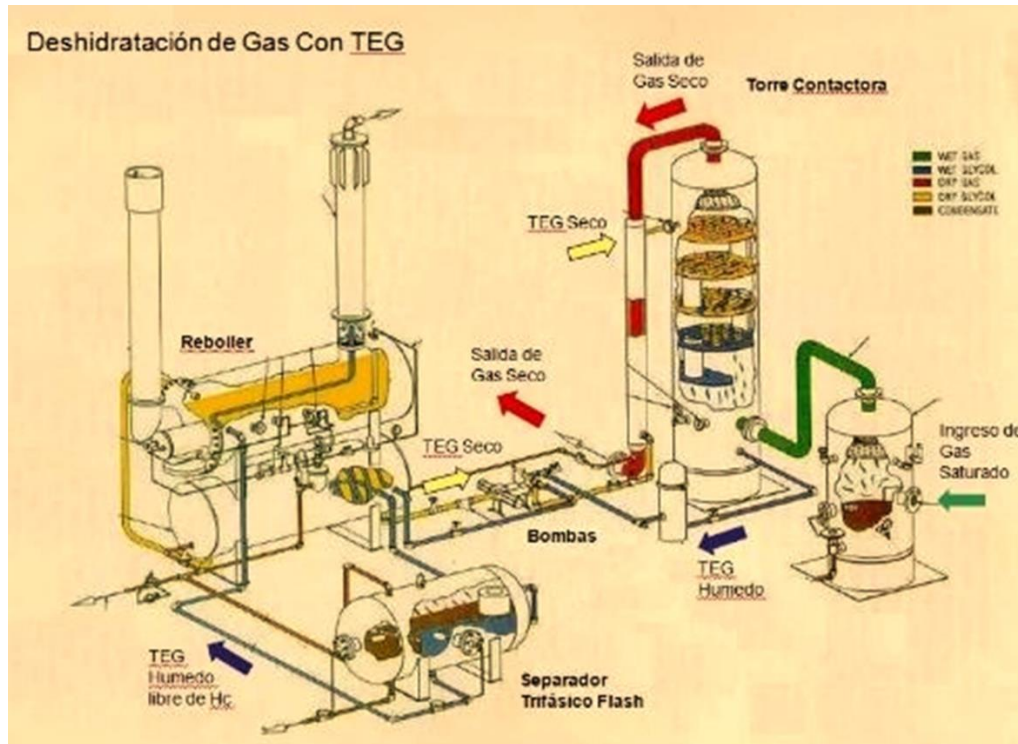
El TEG, se usa con mayor frecuencia en las plantas de tratamiento porque permite concentraciones de 98 a 99,95% de pureza.

El TEG no es demasiado viscoso y se puede usar por encima de un 70°F

Porque los costos de operación son evidentemente bajos.

5.3.2. La descripción del proceso

El proceso para una planta de glicol se simplifica de la siguiente manera: para inicialmente quitar tanto las impurezas sólidas como líquidas, entonces el gas de entrada debe llegar a un separador. Este gas pasa al fondo del contactor donde el glicol rico se contacta; entonces el glicol pobre pasa fluyendo abajo de plato en plato absorbiendo el agua que asciende. En los platos ascendentes se puede extraer cantidades de vapor de agua. El gas seco pasa al intercambiador de calor y se dirige a la salida; es decir de ventas.

Figura 17*Funcionamiento – Planta de Glicol*

Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (25). Neuquén, Argentina 2018.

5.4. La deshidratación por procesos de baja temperatura

La deshidratación por procesos de baja temperatura; resultan adecuados para que los hidrocarburos líquidos puedan ser separados del agua, recobrando también los líquidos condensados. Es necesario que el Gas pase por un artefacto de expansión de Joule – Thomsom para prevenir el enfriamiento.

5.5. La deshidratación usando cloruro de calcio

La deshidratación usando cloruro de calcio se realiza en secciones así:

Sección de separación: sucede cuando cualquier líquido libre o el gas húmedo entra en el fondo.

Sección de platos: sucede cuando en tres o en cinco platos el gas es contactado en contracorriente con salmuera concentrada de calcio.

Sección del lecho: sucede cuando el gas asciende mediante lecho de pellets (Cloruro de Calcio de $3/8$ a $3/4$ de pulgadas)

6. Capítulo 4. Variables de operación y diseño de una planta de deshidratación de gas con glicol.

La deshidratación utilizando glicol se da en dos procesos: una la deshidratación del Gas y la otra con la regeneración del Glicol.

6.1 Deshidratación con Gas

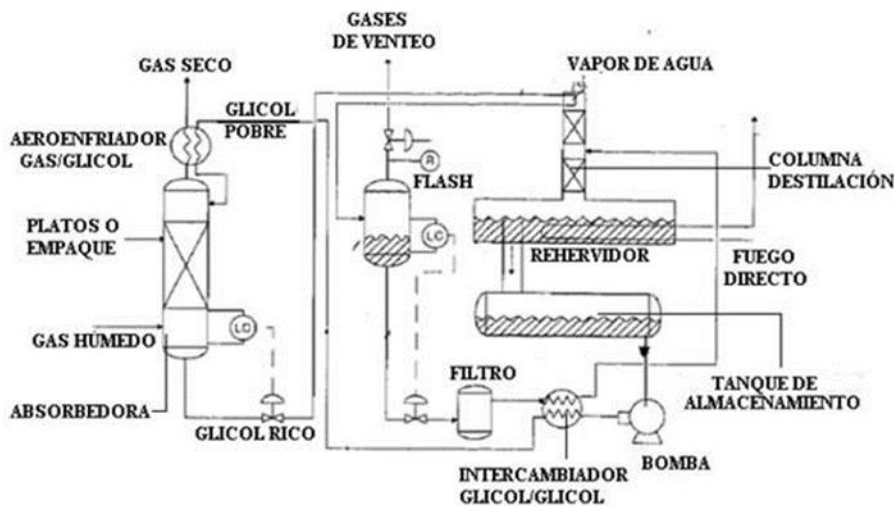
El gas de entrada circula a la planta mediante un separador bifásico; el gas separado y saturado circula hacia la torre contactora, aquí se quita el agua excedente. Finalmente, el gas deshidratado es enviado a condiciones de especificación.

6.2 Regeneración del Glicol

A medida que el glicol descende por los platos, es contactado con el gas ascendente; entonces se absorbe el agua y el nivel de concentración de glicol aumenta.

Figura 18

Unidad básica de deshidratación de glicol



Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (29). Neuquén, Argentina 2018.

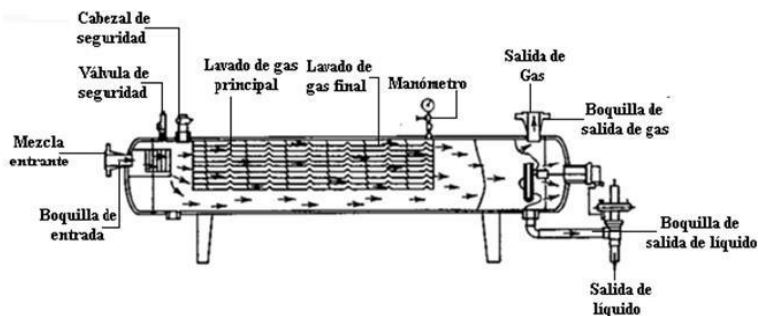
6.3. Descripción

6.3.1. El Separador de Entrada

El separador de entrada evita que el agua, las sales, sólidos y aditivos ingresen a la torre contactora.

Figura 19

Separador bifásico horizontal convencional.



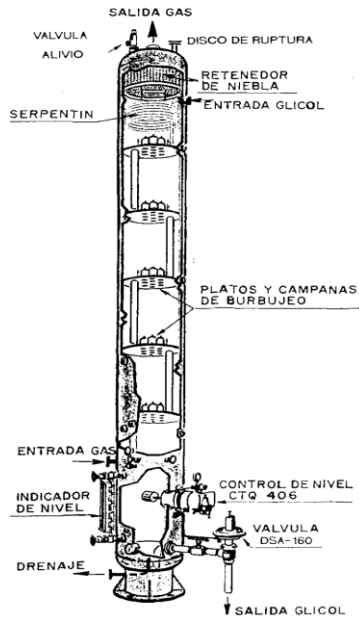
Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (31). Neuquén, Argentina 2018.

6.3.2. Torre contactora gas – glicol

La torre contactora gas glicol sirve para intercambiar la masa del Gas y el TEG que van en contracorriente.

Figura 20

Torre fraccionadora de platos.

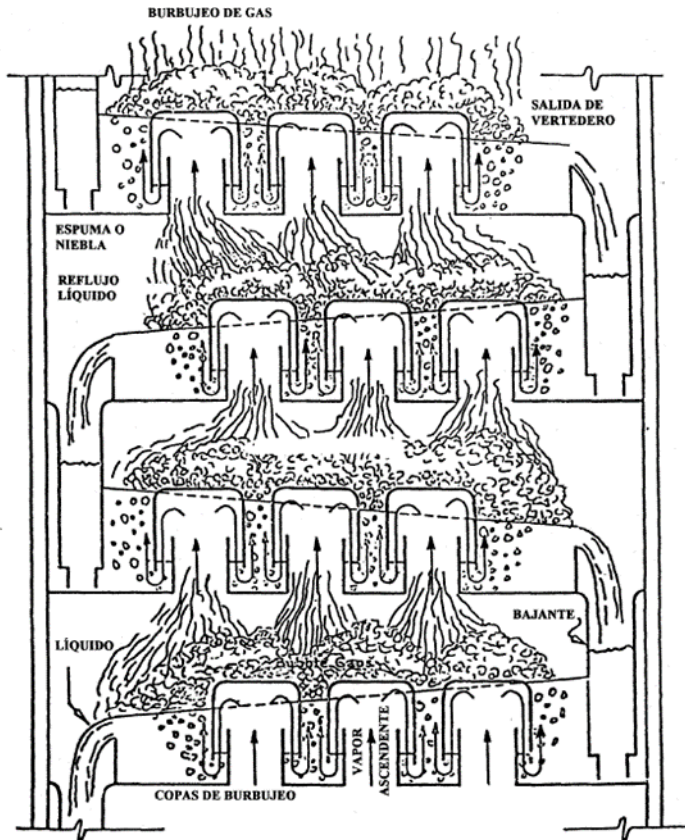


Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (32). Neuquén, Argentina 2018.

El gas comienza a ascender hacia la torre, contactándose con TEG que desciende hacia los platos. Todo esto sucede una vez los líquidos hayan sido retirados del gas. Los platos pueden ir de 4 a 12 según sean las necesidades del proceso. Todo este proceso se puede apreciar en la figura 21.

Figura 21

Burbujeo de fluidos dentro de la torre.



Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (33). Neuquén, Argentina 2018.

Según algunos estudios es necesario dejar una distancia prudente entre el extractor de niebla y los platos. Este valor debe ser de 1.5 veces la distancia entre platos. Existen valores aceptables y para la pérdida por arrastre de glicol, este valor específicamente debe ser de 1lb por MMscf (NATCO, 1984).

6.3.3. El tanque flash

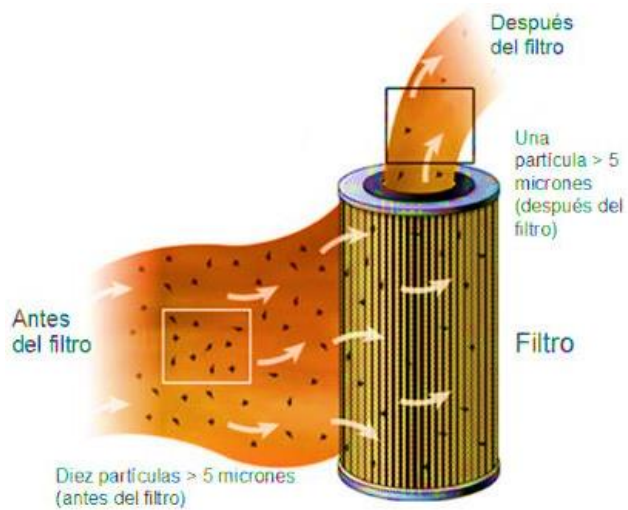
Para minimizar la concentración del gas en el TEG y para que sea liberado el gas y los hidrocarburos condensados; se debe hacer la instalación de un separador flash que disminuya la presión del TEG rico que fluye desde la torre.

6.3.4. Filtro de partículas

Se deben tener en cuenta unos factores muy importantes para evitar los diferentes tipos de problemas operativos; como el desgaste de las bombas, el taponamiento de los intercambiadores de calor, la espuma o acumulación de partículas en los platos de la torre contactora. Por lo que se recomienda mantener una concentración de sólidos menores a 100 ppm. Los filtros pueden estar hechos de papel o fibra de vidrio y son capaces de remover partículas de 5 micrones o más del TEG antes de ingresar al reboiler. Estos filtros, inicialmente suelen tener una pérdida de carga de 3 a 6 psi, pero a medida que se van reteniendo sólidos esta pérdida de carga aumenta a 15 o 25 psi. En este momento es necesario realizar una limpieza de estos o remplazarlos. A continuación, se presenta la imagen del filtro de partículas en la figura 22.

Figura 22

El filtro de partículas.



Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (36). Neuquén, Argentina 2018.

6.3.5. Filtro de Carbón Activado

Este es usado en la remoción de impurezas.

Figura 23

Filtro de Carbón activado



Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (37). Neuquén, Argentina 2018.

6.3.6. El reboiler

Este es un rehervido que calienta el glicol de 190 – 200°C.

6.4. Las condiciones operativas

6.4.1. Las Variables en un adecuado funcionamiento de la Torre

Estas son: el caudal de gas de entrada, presión, temperatura, concentración y temperatura de glicol pobre.

6.4.1.1. Caudal de Gas de Entrada. Un caudal aumentado bruscamente, puede generar pérdidas por arrastre en la salida del gas por la torre.

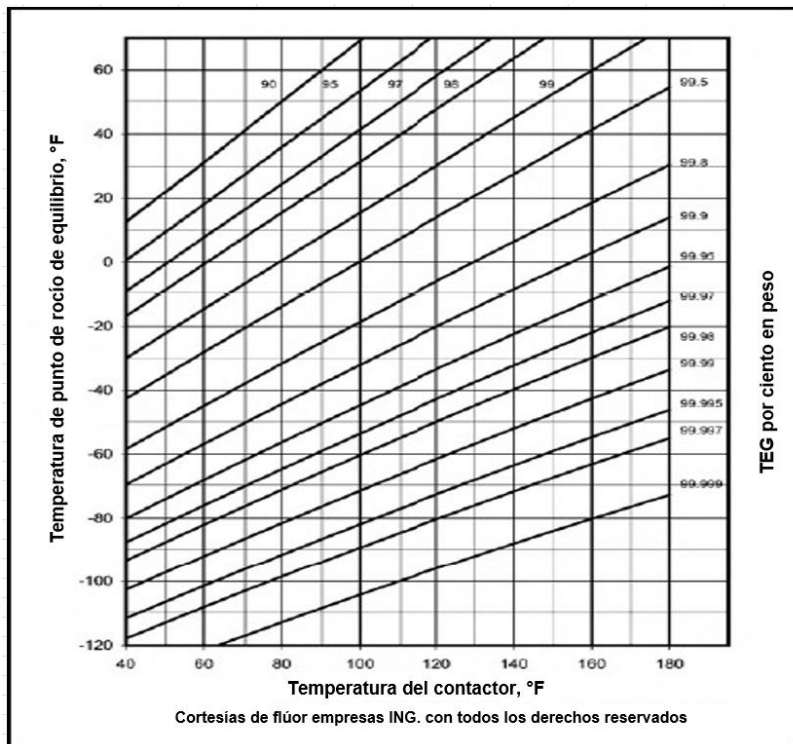
6.4.1.2. Presión y temperatura del gas de entrada. Si la presión es muy alta, entonces se pierde gran valor económico en la instalación. La presión debe ser de 500 a 1200psi.

6.4.1.3. Temperatura de Glicol de entrada. Esta temperatura debe ser o mantenerse de la manera más baja posible; porque así es más eficiente el proceso.

6.4.1.4. Concentración de Glicol Pobre. Se puede producir una caída del Punto de Rocío causado por el aumento en la concentración de glicol de entrada.

Figura 24

Equilibrio (Punto de Rocío vs Temperatura en distintas concentraciones de TEG)

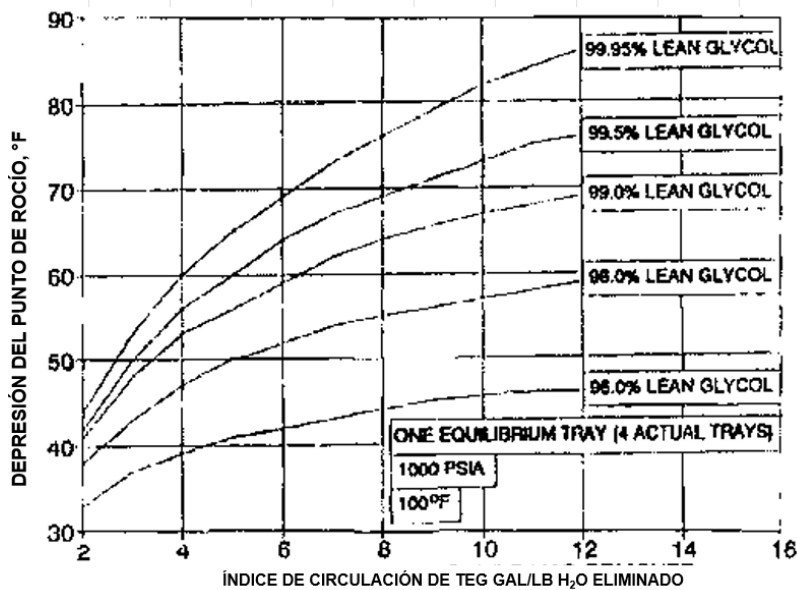


Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (40). Neuquén, Argentina 2018.

Esta variable se puede controlar con la presión y la temperatura en el rehervidor y con el flujo de gas stripping.

Figura 25

Descripción punto de rocío vs TEG/CONCENTRACIONES



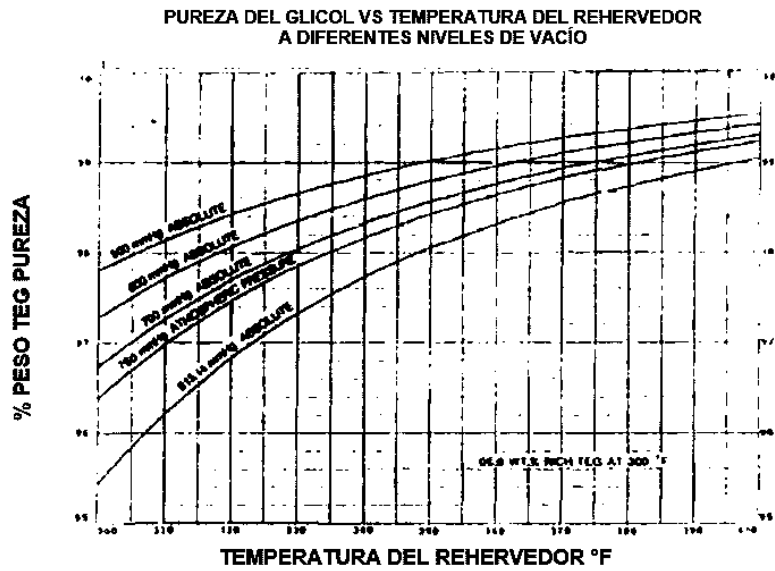
Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL EN PETROLEO, - Pág. 129 (41). Neuquén, Argentina 2018.

En la gráfica se observa la caída del punto de rocío a diferentes caudales. Las condiciones para este son de 1000 psia y 100°F para una torre de 4 platos.

6.4.1.5 Temperatura y presión del Reboiler. A mayor temperatura se obtiene mayores concentraciones.

Figura 26

La concentración de glicol vs temperatura del rehervidor.



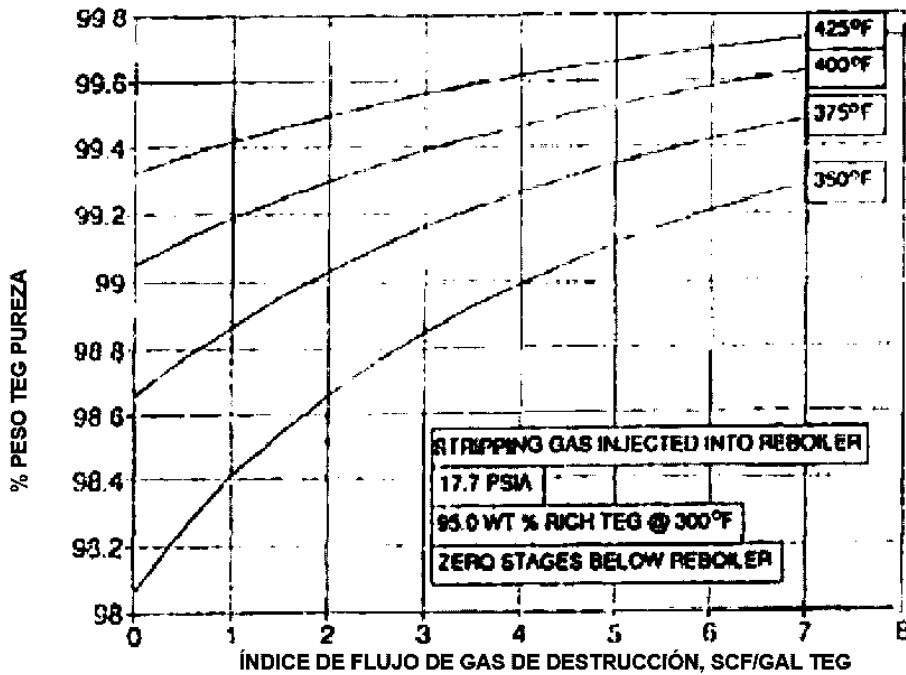
Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (42). Neuquén, Argentina 2018.

En la gráfica se observa un límite de temperatura de 400°F.

6.4.1.6. Gas stripping. Con el gas de stripping dentro del reboiler, se puede obtener mayores concentraciones de glicol. Para este proceso se utiliza gas previamente tratado.

Figura 27

El efecto - Gas de Stripping en Concentración TEG.



Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (44). Neuquén, Argentina 2018.

6.4.1.7. Caudal de Circulación TEG. No debe haber un caudal de circulación excesivo porque se sobrecarga el reboiler y esto afecta el proceso.

6.4.1.8 Temperatura en la Torre Despojadora. Punto de ebullición del agua 212°F – Punto de ebullición del glicol 546°F.

6.5. Los problemas operacionales

A continuación, se detallan los factores que alteran la calidad del TEG.

6.5.1. Composición térmica

Esta ocurre cuando el glicol se sobrecalienta. Por lo que la temperatura del reboiler está por encima de los 400°F. Entonces el TEG, esta degradado volviéndose ácido y de color oscuro.

6.5.2. Oxígeno en el sistema

Ocurre cuando el glicol forma distintos ácidos corrosivos por causa de la presencia de oxígeno.

6.5.3. Valores anormales de ph

Estos valores anormales son cuando una solución esta acida o es considerada básica; ácida (ph es de 0 a 7); básica (ph es superior a 7 y menor a 14).

6.5.4. Contaminación con sales

Los depósitos de sal calientan los tubos del reboiler y esto degrada al TEG, por lo que la eficiencia de trasmisión de calor disminuye.

6.5.5. Presencia de hidrocarburos líquidos

La presencia de hidrocarburos ayuda a formar espuma, ayuda a la degradación y por ende a la perdida de TEG.

6.5.6. Acumulación de lodos

La acumulación de lodos sucede cuando se encuentran suspendidos en el TEG, distintos tipos de partículas sólidas e hidrocarburos alquitranados.

6.5.7. Espuma

Esta perjudica el intercambio de masa del gas húmedo y el TEG.

6.5.8. Presencia CO_2

Cuando las concentraciones de CO_2 son elevadas, se debe tener algunas precauciones:

- El contenido de agua se debe calcular si hay presencia de gases ácidos.
- En el glicol, el CO_2 es más soluble que el CH_4 .
- Regularmente, el PH debe ser controlado de lo contrario se requiere de una concentración de NACAP o de monoetanolamina.

6.6. Control de calidad del TEG

Es necesario realizar un análisis del TEG de manera periódica en el laboratorio; para prevenir los distintos problemas que se han citado en capítulos anteriores.

Tabla 5

Parámetros para analizar en el TEG

PH	En la operación el ph adecuado debe ser de 6,5 a 7,3.
----	---

Concentración de TEG (% W/W)	El TEG rico debe estar entre 93 y 97% y el TEG pobre debe estar entre 98 y 99%.
Contenido de agua	Contenido de agua (TEG pobre menor a 1.5 %w/w) (TEG rico 3.5 a 7.5 %w/w)
Contenido de Hidrocarburos	Cuando hay hidrocarburos que son arrastrados, existe la tendencia a forma espuma.
Contenido de Sales	Los contenidos de sales en el glicol pueden acelerar la corrosión
Contenido de Hierro	Este contenido debe ser menor a 15mg/l
Sólidos en suspensión	Los sólidos suspendidos pueden ser los sulfuros de hierro o asfaltos.

Espuma

La presencia de distintos tipos de contaminantes son consecuencia de la formación de espuma; estos contaminantes pueden ser: HC líquidos, los inhibidores de corrosión, sales o sólidos suspendidos

Análisis de TEG – Ejemplo:

Aquí, se muestran los valores más comunes de acuerdo con Manning.

Tabla 6

Ejemplo de los valores óptimos para análisis de glicol.

Parámetro	Glicol	
	Rico	Pobre
pH	7.0 – 8.6	7.0 – 8.6
Cloruros (mg/L)	<600	<600
Hidrocarburos (% peso)	<0.3	<0.3
Hierro (mg/L)	<15	<15
Agua (% peso)	3.5 – 7.5	<1.5
Sólidos suspendidos (mg/L)	<200	<200
Tendencia a la formación de espuma	Altura de la espuma 10 – 20 mL Tempo de Descanso, 5 sec.	
Color y apariencia	Color claro y Medio claro	

Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL EN PETROLEO- Pág. 129 (53). Neuquén, Argentina 2018.

Así mismo se presenta un ejemplo del análisis real de TEG

Tabla 7

Valores reales de análisis de Glicol.

Objetivo: Análisis de la calidad de glicoles				
DETERMINACIONES	UNIDAD	Resultados		MÉTODO
		Contactor T 209		
		TEG POBRE	TEG RICO	
pH	----	6,39	6,25	SM 4500 H -B

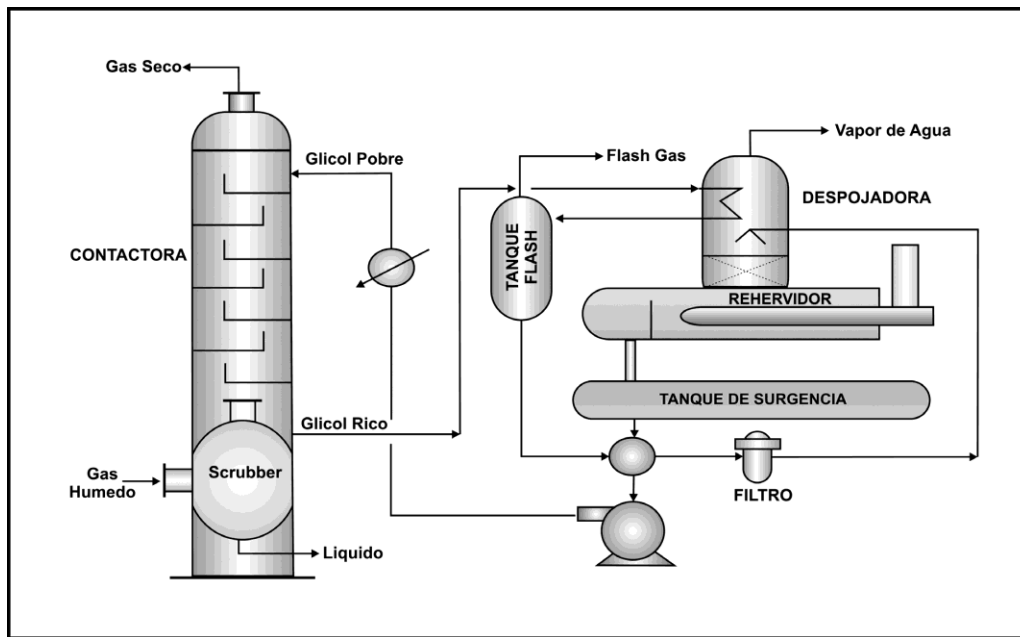
TEMPERATURA	°C	23,0	23,0	SM 4500 H -B
GLICOL	%/w	99,25	96,78	ASTM D-4928
AGUA	%/w	0,72	3,02	ASTM D-4928
HIDROCARBURO	%/w	0,03	0,20	EPA 418,1
CLORUROS	Mg/lts	5928,2	5958,2	S.M. 4500 CI -B
HIERRO TOTAL	Mg/lts	82,0	72,5	S.M. 3500 Fe -D
CENIZAS	%/v	0,18	0,18	ASTM D-482
TOTAL, DE SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN	Mg/lts	3100,0	2800,0	SM 2540 -D

Nota. Fuente Baissac Roberto y Heffner Ricardo. PROYECTO INTEGRADOR

PROFESIONAL EN PETROLEO - Pág. 129 (54). Neuquén, Argentina 2018.

Figura 28

Ejemplo de una planta de deshidratación con glicol



Nota. Tomado de GPSA engineering data book, gas processors suppliers' association, Tulsa, Oklahoma, 12th edition, 2004.

7. Capítulo 5. Simulación de una planta de deshidratación de gas natural utilizando Trietilenglicol (TEG).

Existen varios simuladores de excelente calidad en el mercado para procesos de simulación. Para este trabajo de investigación se optó por escoger el Aspen HYSYS VR 88 con licencia educativa ubicado en la sala de CENTIC de la Universidad Industrial de Santander.

7.1. Simulador ASPEN HYSYS

Aspen HYSYS, es un simulador, que ha sido líder en la simulación de las industrias. Ha integrado en sus versiones más actualizadas, al sector financiero de las empresas. En este sector brinda los análisis económicos y los modelos de optimización de procesos en lo relacionado con el diseño y las operaciones de reacción y/o separación. Para lo cual se debe suministrar toda la información básica del proceso y del equipo como tipo de facilidad, el caudal, la composición y las variables de operación de los fluidos para que el programa pueda realizar los diseños. Este simulador proporciona además al ingeniero, un paquete de instrumentos que son muy útiles para la solución de problemas sencillo como la descripción de propiedades termodinámicas de una mezcla binaria, o también, problemas con mucha más complejidad como lo es, la predicción del comportamiento de una planta petroquímica a gran escala.

El paquete fisicoquímico con el que se vaya a realizar la simulación usa la ecuación de estado de Peng Robinson (PR), porque tiene la capacidad de hacer simulaciones de manera rigurosa en sistemas que usan el TEG, recomendada para la mezcla gas-agua-glicol. La EOS PR

emplea unos parámetros específicos de interacción componente a componente. Teniendo en cuenta como claves a los siguientes: He, H₂, N₂, CO₂, H₂S, H₂O, CH₃OH, EG Y TEG⁸.

Aspen HYSYS, cuenta con la implementación de ecuaciones con varias mejoras que permiten ampliar el rango de aplicabilidad. Resulta adecuado para los objetivos propuestos en esta investigación como lo indica la literatura; escoger un modelo termodinámico seleccionado para la simulación del proceso de deshidratación de gas natural y la regeneración del glicol⁹.

Por lo que, para el proceso de simulación de una planta con TEG, se necesita contactar el gas húmedo a una alta presión en contracorriente con el líquido desecante absorbedor (TEG). Luego la solución de TEG pobre debe entrara por el tope del contactor y absorber el agua del gas húmedo que ingresa por el extremo. Entonces el gas seco sale por el tope del absorbedor mientras que la solución rica de TEG, es decir rica en agua sale por el fondo y así de esta manera termina el proceso de absorción.

Continuando con el proceso, el TEG rico pasa a la zona de regeneración. El TEG mojado sigue su camino a través del intercambiador de calor y posteriormente pasa hacia la columna regeneradora. Esta fluye en contra corriente al flujo ascendente del vapor generado en el rehervidor de TEG. Este vapor despoja agua que contiene aun la corriente de glicol. Ya cuando el TEG, es

⁸ Fernández, R. Juan S., y Tovar, C. Nataly T., (2020) "Spreadsheet: Una poderosa herramienta dentro de Aspen HYSYS".

⁹ Erdmann, Eleonora y col. (2012) "Análisis de sensibilidad por simulación del proceso de deshidratación de una planta de acondicionamiento de gas natural." En: Avances en ciencias e Ingeniería 3.3. págs. 119-130.

regenerado se dirige a un intercambiador de calor para luego ser enfriado. Todo esto, porque el regenerador trabaja a temperaturas muy altas y a presiones bajas, situación contraria a la del absorbedor. Es necesario recordar, que el proceso de enfriamiento es muy importante porque el TEG aumenta su capacidad de absorción a temperaturas bajas, por lo que es importante mantener un diferencial de temperatura entre el TEG y el gas de entrada. Posteriormente del enfriamiento del TEG, este se dirige nuevamente al absorbedor y se repite este proceso.

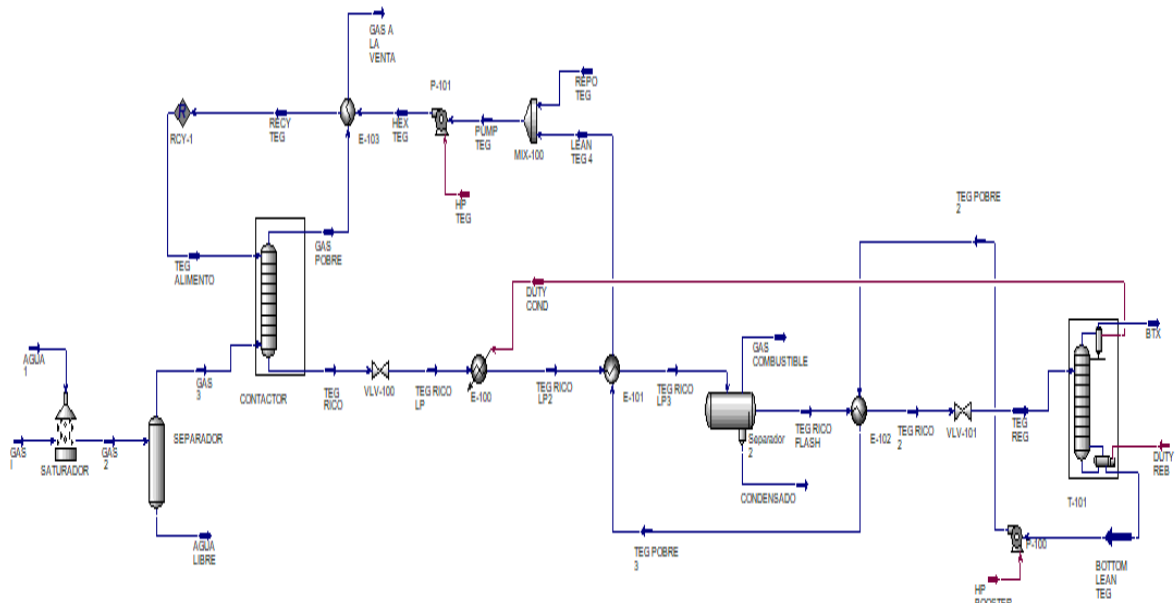
7.2. Diseño de la planta de deshidratación con TEG

7.2.1. Simulación con Aspen hysys

Este diseño de la planta de deshidratación se divide en dos procesos importantes, el primer proceso es el contacto del glicol con el gas para su deshidratación y la segunda parte es el proceso de regeneración de este glicol para volver a utilizarlo en la operación. A continuación, se presenta de manera completa.

Figura 29

El diseño de una planta de deshidratación con TEG.

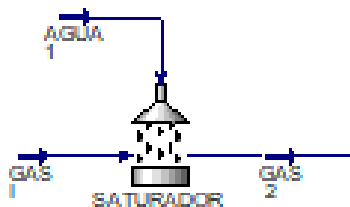


7.2.2. Funcionamiento de la planta de deshidratación

El proceso empieza teniendo una corriente de gas con su debida composición, el cual es saturado con agua para poder simular que el gas esta hidratado y este proceso se lleva a cabo en el mezclador llamado “Saturador”. En la Figura 30 se muestra el proceso en el saturador.

Figura 30

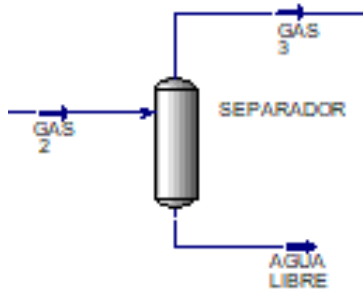
Proceso en el saturador.



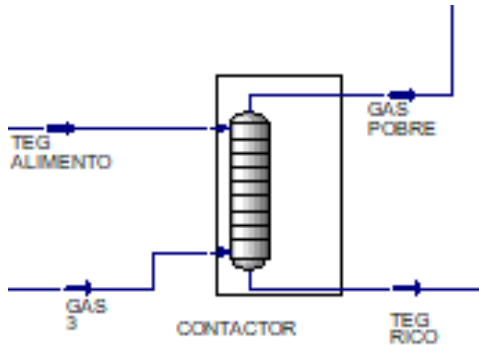
Luego, del proceso anterior se produjo una corriente llamada “Gas 2” que entra al equipo. Por abajo sale la corriente “Agua Libre” el cual también se lleva partículas pequeñas de gas. La corriente llamada gas 3 se dirige por la parte superior del separador. En la Figura 31 se observa este proceso.

Figura 31

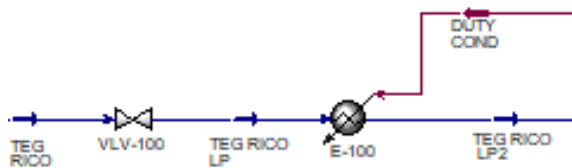
Proceso en el separador.



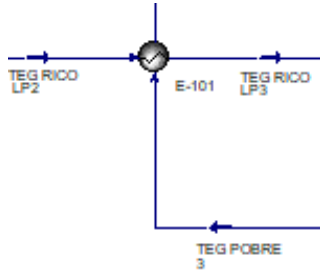
Para llegar al contactor, entra la corriente que sale del separador o Gas 3, luego esta entra en contacto con la corriente de glicol TEG de alimento. Como resultado de este proceso que se da de absorción sale una corriente llamada “TEG rico” el cual atrae la fracción de agua que contenía la corriente “Gas 3” y sale por la parte de abajo de este equipo. Por la parte de arriba sale la otra corriente que contiene el gas deshidratado.

Figura 32*Contactor.*

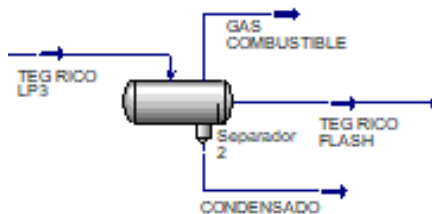
La Figura 33. Muestra la corriente “TEG rico” que sale del contactor, va directo hacia una válvula para luego pasar por un calentador y así lograr un precalentamiento de esta corriente de “TEG rico”.

Figura 33*Corriente “TEG rico”.*

En este proceso, el glicol rico es el que sale del condensador de flujo de la columna de despojo. Este es calentado en el intercambiador glicol rico/glicol pobre frio, a cierta temperatura para poder facilitar la liberación de gas natural en el separador flash. En la Figura 34 se puede ver claramente este proceso.

Figura 34*Figura 34. Glicol rico, frio/glicol, pobre frio.*

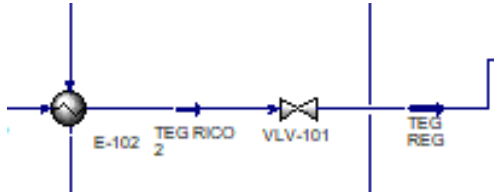
En este proceso, es evidente que el gas y los condensados hidrocarburos arrastrados en la corriente “glicol rico”, se remueven en el separador Flash, de esta operación salen 3 corrientes que son “Gas combustible”, es decir el gas que sale por la parte superior. Así mismo, por la parte inferior sale la otra corriente llamada “condensados” y por la parte del medio se obtiene “TEG rico flash”

Figura 35*El gas y los condensados hidrocarburos arrastrados en la corriente “glicol rico”*

El siguiente proceso se evidencia en la Figura 36. Donde el TEG rico flash que sale del separador flash es calentado. Posteriormente el TEG rico Lp 4, es expandido a través de una válvula para obtener una presión baja antes de ingresar al regenerador.

Figura 36

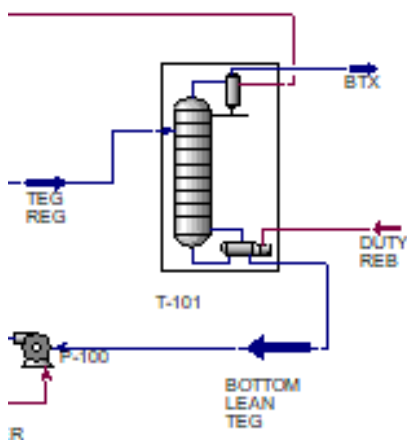
TEG Rico Lp 4 a Través de la VALVULA.



Este es uno de los procesos más importantes, porque aquí es donde se regenera el glicol para volverlo a utilizar en el proceso de deshidratación, el regenerador simula a una columna de destilación. El regenerador TEG contiene un rehervidor, un condensador y una etapa ideal. Por la parte inferior sale la corriente “Fondos regenerado” el cual es Glicol pobre.

Figura 37

Regenerador TEG (condensador, rehervidor, etapa ideal). Corriente “Fondos regenerado” – Glicol pobre.



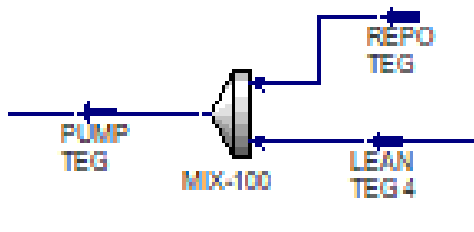
Es necesario instalar una bomba para representar la columna hidrostática del rehervidor,

en esta bomba entra la corriente “fondos regenerados” y sale “TEG pobre” el cual pasa posteriormente por varios intercambiadores de calor.

“El glicol pobre” regenerado se une con otra corriente llamada “REPO TEG”, este proceso se hace en un mezclador para poder recompensar las cantidades pequeñas de glicoles que se pierden la deshidratación del gas. En la Figura 38, se explica mejor el proceso.

Figura 38

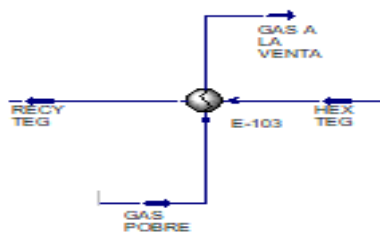
Mezclador “REPO TEG”.



Es necesario instalar una bomba para aumentar la presión del “TEG pobre”, también, es necesario instalar un intercambiador de calor con el que se pueda bajar la temperatura del TEG pobre para que pueda ingresar de nuevo al contactor. En la Figura 39 se aprecia mejor el proceso.

Figura 39

Bomba para aumentar la presión del “TEG pobre”.



Finalmente, se da por terminados los procesos con la recirculación de glicol pobre y la corriente “Gas a la Venta” que sale de este último intercambiador de calor, en el que se encuentra el gas deshidratado listo para su segura comercialización.

8. Capítulo 6. Optimización de una planta de deshidratación de gas natural

Trietilenglicol (TEG).

Tabla 8

Composición de la corriente “GAS 2”.

Componente	fracción molar	Componente	fracción molar	Componente	fracción molar
Methane	97,3823%	23-Mpentane	0,0004%	113-MCC6	0,0079%
Ethane	0,1847%	3-Mhexane	0,0008%	E-Benzene	0,0017%
Propane	0,0699%	1-tr3-MCC5	0,0014%	m-Xylene	0,0005%
i-Butane	0,0489%	1-ci3-MCC5	0,0015%	p-Xylene	0,0005%
n-Butane	0,0126%	224-Mpentane	0,0293%	o-Xylene	0,0011%
22-Mpropane	0,0003%	n-Heptane	0,0004%	n-Nonane	0,0015%
i-Pentane	0,0175%	Mcyclohexane	0,0035%	2-Moctane	0,0083%
n-Pentane	0,0034%	113-MCC5	0,0000%	23-Mheptane	0,0005%
22-Mbutane	0,0001%	Ecyclopentan	0,0011%	3-Moctane	0,0040%
Cyclopentane	0,0008%	1tr2ci4-MCC5	0,0021%	4-Moctane	0,0040%
23-Mbutane	0,0008%	1tr2ci3-MCC5	0,0036%	n-Decane	0,0205%
2-Mpentane	0,0016%	Toluene	0,0034%	n-C11	0,0047%
3-Mpentane	0,0013%	1ci2tr3-MCC5	0,0001%	CO2	1,1991%
n-Hexane	0,0012%	2-Mheptane	0,0008%	Oxygen	0,0017%
Mcyclopentan	0,0048%	1M-ci2-ECC5	0,0002%	Nitrogen	0,8789%
Cycloheptane	0,0002%	1-tr2-MCC6	0,0037%	TEGlycol	0,0000%
Benzene	0,0001%	n-Octane	0,0023%	H2O	0,0780%
Cyclohexane	0,0006%	1-ci4-MCC6	0,0003%		
2-Mhexane	0,0003%	Ecyclohexane	0,0008%		

Nota. En la Tabla 8 se observa una composición del gas cuando entra al proceso, el cual debe ser deshidratado y en la simulación es llamado Gas 2, el cual tiene las siguientes condiciones:

Tabla 9

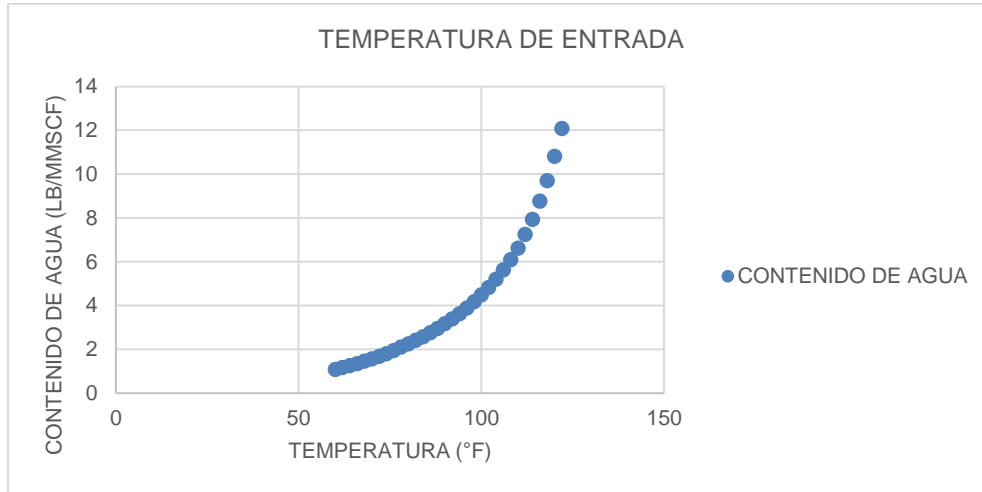
Condiciones del gas natural cuando entra a la planta

Temperatura	82,00	F
Presión	870,00	Psig
Flujo molar	105,08	MMSCFD
Contenido de agua	36,968	Lb/MMSCF

Después de tener el diseño montado de la planta, el siguiente paso fue obtener una planta mucho más optimizada, con parámetros operables donde se pudiera remover la mayor cantidad de agua posible. Se realizaron diferentes casos de estudios en el simulador los cuales fueron los siguientes:

8.1. Primer Caso de estudio

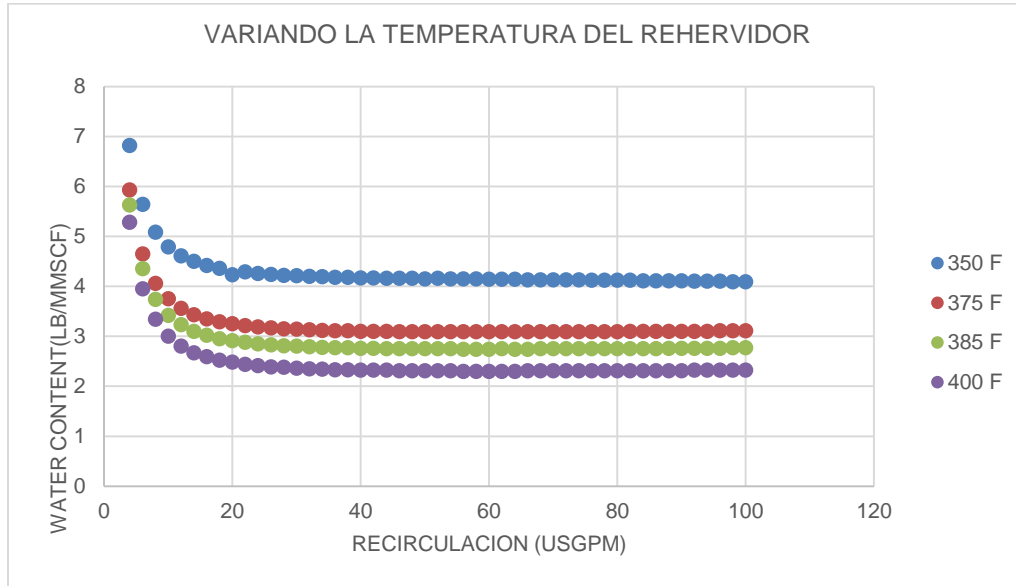
Este caso de estudio se realizó con el simulador para obtener simplemente primicias, el simulador nos brinda una herramienta donde nos deja variar ciertas variables que son independiente, y la temperatura de entrada del gas es una variable de esa respetando los parámetros operables, observando que tanto influye en estos cambios temperatura en el contenido de agua del gas que sale a la venta (véase en el anexo B).

Figura 40*Temperatura de Entrada*

Nota. En la Figura 40 se pudo analizar, que la temperatura tiene influencia en el contenido de agua, a temperaturas más bajas, el cambio de contenido de agua no es tan grande y a temperatura ya alta, afecta significativamente el contenido de agua por muy pequeño que sea el cambio de esta temperatura.

8.2. Segundo caso de estudio.

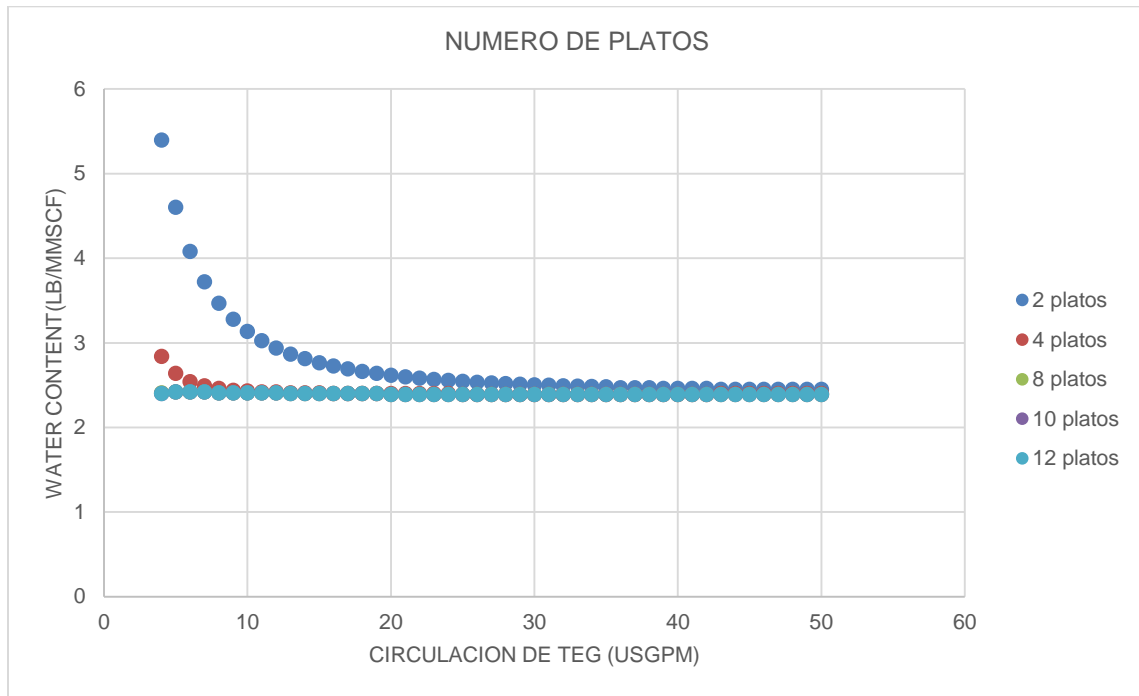
En este segundo caso se tomaron en cuenta varias variables, por ejemplo se realizaron varios estudios donde teníamos de rehervidor a varias a varias temperaturas (350, 375, 385 y 400) °F y se fue variando los galones de glicol rico en recirculación para ver que tanto afectaba el contenido de agua (véase los anexos C, D, E, F).

Figura 41*Variación en Temperatura del Rehervidor*

Nota. Teniendo en cuenta la Figura 41 se pudo concluir que a mayor temperatura en el rehervidor se obtiene menos contenido de agua y que después que se ingresa cierto flujo de glicol rico en recirculación, por más que aumente ese flujo, el contenido de agua tiende a ser constante.

8.3 Tercer caso de estudio

Se realizó otro caso de estudio donde se tomó otra variable importante en la planta y es la cantidad de platos en el contactor ya que también es una variable independiente e importante. Realizamos diferentes estudios donde se va variando la cantidad de glicol que entra a este equipo y con diferentes platos para ver cómo afecta el contenido de agua que hay en el gas de venta (véase en los anexos G, H, I, J.K).

Figura 42*Número de platos.*

Nota. En la Figura 42, se determina que el Contenido de Agua no varía tanto después que el flujo sea mayor a 10 aproximadamente, por más que se aumente el número de plato los resultados serán parecidos.

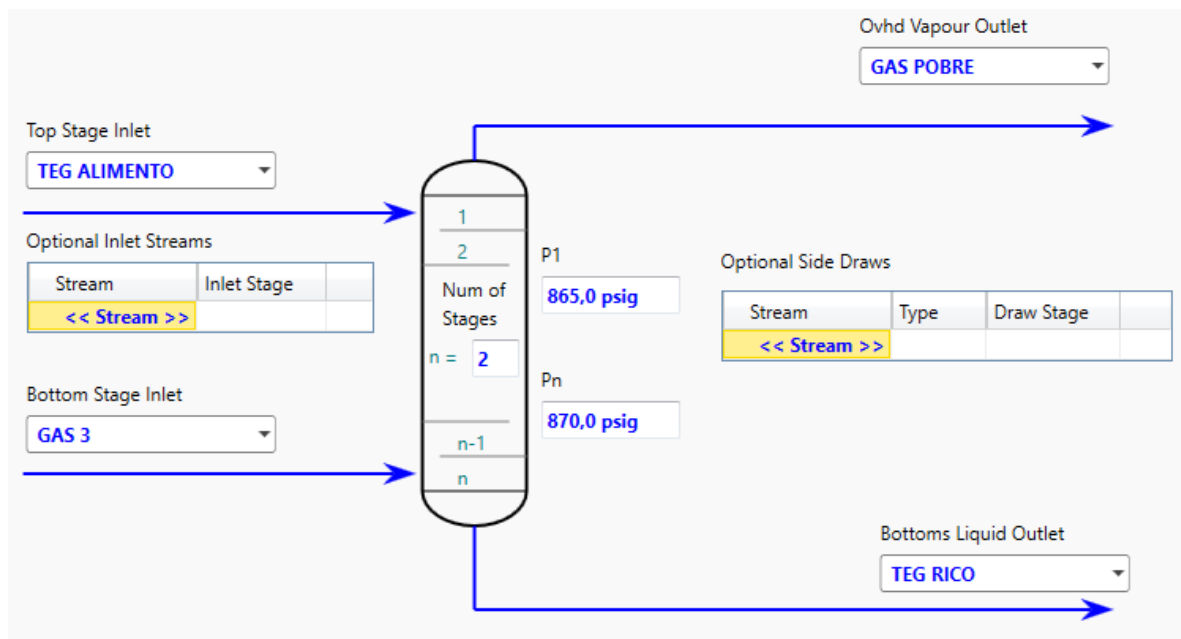
Gracias a los casos de estudios analizados anteriormente, se pudo tomar varias primicias las cuales se tuvieron en cuenta para diseñar la planta con los mejores parámetros que la hicieran bastante eficiente.

Se creó la planta con los parámetros que cumplieran con las restricciones típicas de operación de diseño y tomando en cuenta las anteriores primicias.

Contactor: Con las condiciones del gas que se necesitó deshidratar, se pudo llegar al primer equipo llamado “Contactor”. Este equipo necesitó trabajar con ciertas restricciones para que operara con normalidad. Por lo que, tiene que haber una caída de presión en la torre de 5 psi y la temperatura de entrada del glicol pobre al contactor de glicol, debe ser de 10°F; Teniendo en cuenta las anteriores restricciones se procedió a configurar la torre; por lo que en el software se decidió trabajar con dos platos. En la Figura 43 se observa este proceso.

Figura 43

Con 2 platos



Nota. La corriente de gas entró a temperatura de 82°F por lo cual se debió cumplir con el otro parámetro. El glicol entra con una temperatura 10°F mayor.

Tabla 10

Condiciones de operación del TEG alimento.

Nombre de la corriente	TEG ALIMENTO
Temperatura [F]	92,000
Presión [psig]	865,000
Flujo Molar [MMSCFD]	0,283
Std Ideal Liq Vol Flow [USGPM]	7,660

Separador Flash: Es en este equipo donde ingresa el gas rico que debe tener una temperatura cerca a los 160°F para poder operar la planta.

Tabla 11

Condiciones de operación del TEG rico LP3.

Nombre de la corriente	TEG RICO LP3
Temperatura [F]	170,000
Presión [psig]	59,000
Flujo Molar [MMSCFD]	0,365

Std Ideal Liq Vol Flow [USGPM]	8,063
-----------------------------------	-------

Ahora se tienen las condiciones del gas de salida llamado “Gas a la venta” que ya paso por todo el proceso de deshidratación:

Tabla 12

Condiciones del Gas a la venta.

Temperatura	83,6	F
Presión	859,0	Psig
flujo molar	105,0	MMSCFD
Contenido de agua	3,5	Lb/MMSCF

Primera válvula: El glicol rico que sale de la válvula conectada a la torre contactor debe salir con una presión de 60 psig:

Tabla 13

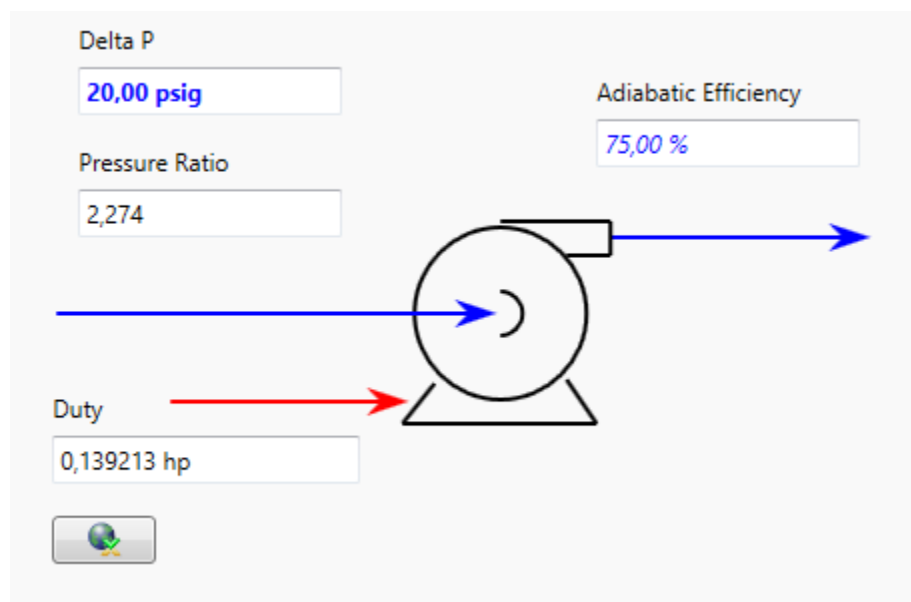
Condiciones del TEG rico LP.

Nombre de la corriente	TEG RICO LP
Temperatura [F]	92,487
Presión [psig]	70,000
Flujo Molar [MMSCFD]	0,365
Std Ideal Liq Vol Flow [USGPM]	8,063

Segunda válvula: Presión de salida de la segunda válvula de la corriente que entra al rehervidor debe ser 1 psig y la temperatura de salida de la segunda válvula de regulación ser 330 °F.

Tabla 14*Condiciones del TEG rico 2 – TEG REG.*

Nombre de la corriente	TEG RICO 2	TEG REG
Temperatura [F]	353,756	330,000
Presión [psig]	43,000	1,000
Flujo Molar [MMSCFD]	0,359	0,359
Std Ideal Liq Vol Flow [USGPM]	7,989	7,989

Figura 44*Bomba*

Nota. La bomba que se encuentra en la salida del regenerador se tomó un diferencial de presión de 20 psi.

Figura 45

Tubos y Carcaza – Intercambiadores de Calor Glicol Rico

Heat Exchanger Model: **Simple Weighted**

Heat Leak/Loss: None Extremes Proportional

Weighted Model Inputs

Overall UA [Btu/F-hr]	1,468e+004	
	SHELL-SIDE	TUBE-SIDE
Specified Pressure Drop [psig]	6,000	6,000

Pass Name	Intervals	Dew/Bubble Pt	Step Type	Pressure Profile
TEG RICO FLASH-TEG	5	<input checked="" type="checkbox"/>	Equal Enthalpy	Const dPdh
TEG POBRE 2-TEG PC	5	<input checked="" type="checkbox"/>	Equal Enthalpy	Const dPdh

Nota. En los tubos y carcaza de los intercambiadores de glicol rico - pobre, la caída de la presión fue de 6 psi.

Figura 46

Tubos y Carcaza – Caída de presión – Intercambiador de calor gas (glicol pobre)

Heat Exchanger Model: **Simple Weighted**

Heat Leak/Loss: None Extremes Proportional

Weighted Model Inputs

Overall UA [Btu/F-hr]	3820	
	SHELL-SIDE	TUBE-SIDE
Specified Pressure Drop [psig]	6,000	6,000

Pass Name	Intervals	Dew/Bubble Pt	Step Type	Pressure Profile
GAS POBRE-GAS A L	5	<input checked="" type="checkbox"/>	Equal Enthalpy	Const dPdh
HEX TEG-RECY TEG	5	<input checked="" type="checkbox"/>	Equal Enthalpy	Const dPdh

Nota. En el intercambiador de calor gas – glicol pobre, la caída de presión en los tubos y carcasa fue de 6 psi.

Para las especificaciones del regenerador, se tomó un delta de presión en el serpentín de cima de 1 psi. En la Figura 47 se observa el proceso.

Figura 47

Especificaciones del regenerador.

Steady State Profiles					
Optional Estimates					
	Stage	Pressure [psig]	Temp [F]	Net Liquid [MMSCFD]	Net Vapour [MMSCFD]
Condenser	0	-5,506e-005	211,9	7,348e-003	7,635e-002
1_Main Tower	1	0,9999	330,2	0,3176	8,370e-002
Reboiler	2	0,9999	395,0	0,2828	3,476e-002

- ✓ Especificación 1 – Activa (Temperatura del rehervidor) = 395 °F.
- ✓ Especificación 2 – Activa (Temperatura en el condensador de cima) = 211,9 °F.
- ✓ Especificación 3 – (Flujo de vapor en la cima del regenerador) = 0,28 MMSCFD.

Tabla 15

Condiciones del Glicol rico que se repone.

Nombre de la corriente	REPO TEG
Temperatura [F]	92,00

presión [psig]	9,00
Flujo Molar [MMSCFD]	0,000008
Std Ideal Liq Vol Flow [USGPM]	0,000230

El glicol que se repone entra con temperatura de 94°F.

Cuando ya se diseñó la planta, en el simulador, se escogieron los mejores parámetros para la operación anteriormente mencionado en cada equipo que conforma la planta, se hicieron los cálculos para observar la eficiencia de la planta.

Cómo se muestra en las siguientes ecuaciones:

Eficiencia (E) de remoción de agua:

$$E = 100 * \frac{W_{entra} - W_{sale}}{W_{entra}}$$

$$\% = 100 * \frac{36,968 \frac{LbH2O}{MMSCF} - 3,53 \frac{LbH2O}{MMSCF}}{36,968 \frac{LbH2O}{MMSCF}}$$

$$\% = 90,45\%$$

Finalmente se observó una eficiencia de remoción de agua bastante alta con los parámetros utilizados en cada equipo donde se hizo un análisis, mediante las siguientes ecuaciones.

Cantidad de agua removida:

$$W_{rem} = W_{entra} - W_{sale}$$

$$W_{rem} = 36,968 \frac{LbH2O}{MMSCF} - 3,53 \frac{LbH2O}{MMSCF}$$

$$W_{rem} = 33,438 \frac{LbH2O}{MMSCF}$$

Para la eficiencia de glicol que recircula se tiene que:

$$Eficiencia\ de\ recirculacion\ de\ glicol = 100 * \frac{Glicol\ que\ se\ necesita}{Glicol\ que\ recirculo}$$

$$Eficiencia\ de\ recirculacion\ de\ glicol = 100 * \frac{7,6597695\ GPM}{7,600000\ GPM}$$

$$eficiencia\ de\ recirculacion\ de\ glicol = 99,996\%$$

Después de analizar los casos de estudios para ver cómo se puede sacar una mayor eficiencia en el proceso de deshidratación de gas natural, se logra montar una planta en el simulador totalmente operable donde obtenemos unas eficiencias totalmente excelentes, donde la remoción de agua es bastante alta y la recirculación de glicol también, disminuyendo así los costos de la operación.

9. Conclusiones

Se dejan las siguientes conclusiones para la presente investigación:

Se hizo una revisión bibliográfica inicialmente, donde se indagaron temas relacionados con los Procesos de Deshidratación de Gas Natural con TEG. Esta se fundamentó en bases de datos y repositorios de diferentes universidades, como Redalyc, Cielo, Google Académico, repositorios de la UIS y de otras universidades extranjeras, que suministraron grandes aprendizajes y conocimientos.

Se implementó un software para simular algunos procesos, que hicieron parte fundamental de la planeación y desarrollo de operaciones en la industria de Gas, gracias a que le facilita a los ingenieros y a los operarios tomar decisiones para estudiar detalladamente los proyectos; disminuyendo la incertidumbre representada en las inversiones económicas.

Una de las variables más importantes para la deshidratación de gas natural, fue la concentración de glicol. Gracias a esta concentración se estimó lo relacionado con el Contenido de Agua en el gas de Venta.

Fue necesario reconocer que el Cambio de Temperatura en El rehervidor cambia la pureza del TEG regenerado, a mayor temperatura, mayor pureza, teniendo como limite la temperatura de degradación del desecante líquido.

Otro parámetro afectado por el cambio de temperatura en el rehervidor fue el Contenido de Agua en el Gas de Salida, puesto que la Temperatura altera la Pureza del TEG, entre más puro

sea el Trietilenglicol más Contenido de Agua se absorberá.

La planta deshidratadora de Gas natural cumplió con los objetivos propuestos, porque se pudo llevar el contenido de agua a un valor igual o menor a lo establecido por los entes competentes de calidad y transporte de gas. Exaltando qué se logró, además, una deshidratación tan viable porque hubo una eficiencia de remoción de agua bastante alta con los parámetros utilizados en cada equipo donde se hizo un análisis.

10. Recomendaciones

Para el presente trabajo de investigación se tienen las siguientes recomendaciones:

Se debe tener claro el límite de temperatura en el regenerador para que este no degrade el Trietilenglicol generando pérdidas del descante líquido.

Para mayor seguridad se recomienda tener dos bombas por si la primera falla, para que el glicol pueda culminar el ciclo.

Para que el Gas TEG pobre entre a la Torre Contactora, este debe estar por encima de la temperatura del Gas de Entrada.

Tener en cuenta los parámetros operables basándose en simulaciones anteriormente realizadas en el simulador Aspen Hysys para evitar problemas de convergencia.

Referencias bibliográficas

Aranea, J. F., Dominguez, J. C., & Perugachi, S. J. (2012). Métodos de deshidratación del gasnatural (Bachelor's thesis).

Aguilera et al. (2013). Tecnología Química 33.1, págs. 59-78 (vid. pág. 32).

Álvarez Chica, Jean Nicolay y Jairo Brayan Porras Rodríguez. (2016). TESIS DOCT. UNIVERSIDAD DE SANTANDER, ESCUELA DE ING. DE PETRÓLEOS. (Vid. Pág. 39).

AMELL ARRIETA, ANDRÉS ADOLFO, JOHN RAMIRO AGUDELO SANTAMARÍA Y FRANCISCO JAVIER CADAVID SIERRA. “El gas natural: nuevo vector energético”. En: (2002) (vid. pág. 22).

BAISSAC, R., Y HEFFNER, R. (2019). (Bachelor's thesis, UNIVERSIDAD NAL. DEL COMAHUE. Facultad de Ingeniería). Neuquén, Argentina.

Brucart, Enrique Borrás. El Gas Natural. Reverte, (1982) (Vid. Pág. 19).

Caballero, Carlos Y David Reinstein. (2003) “Obstáculos para el desarrollo del gas natural en Colombia”. (vid. pág. 27).

Carrillo, Br Gustavo Y P Guerrero. (2013) “Cálculo de propiedades del gas natural”. En: Trabajo Especial de Grado para optar por el título de Ingeniero Químico), Universidad Rafael

Urdaneta, Maracaibo, Venezuela (vid. pág. 30).

Del Gas, Especificaciones De Calidad. (2019) “G26”. En: () (vid. págs. 10, 29).

Dudley, Bob Y Col. (2018) “Bp statistical review of world energy”. En: BP Statistical Review, London, UK, accessed Aug 6 pág. (Vid. pág. 20).

Erdmann, E., Ruiz, L. A., Benítez, L., & Tarifa, E. E. (2012). Análisis de sensibilidad por simulación del proceso de deshidratación de una planta de acondicionamiento de gas natural. Avances en Ciencias e Ingeniería, 3(3), 119-130.

John M. Campbell Consulting (JMCC) (2001). COMPORTAMIENTO DE LA FORMACIÓN DE HIDRATOS DE GAS AMARGO.

REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL RUT (1999).
Actualizada a 31 de agosto de 2019

Ribón, H. M., Santos, N. S., & Cancino, O. P. O. (2010). Métodos de deshidratación de gas natural. Fuentes, el reventón energético, 8(2). <https://es.slideshare.net/potacis/deshidratacin->

con-teg

Rincon, M. D., & Monroy, E. F. C. (2004). APLICACIÓN DE ESQUEMAS DE CONTROL AVANZADOS EN EL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL. *Scientia ettechnica*, 1(24), 239-244.

Anexos**Anexo A. Presupuestó**

CONCEPTO	C ANTIDAD	VALOR UNITARIO (MILES DE PESOS)	VAL OR TOTAL
GASTOS DE PERSONAL			
DIRECTOR DE PROYECTO UIS	6 meses	250000/h	10 '000.000
ESTUDIANTE	6 meses	4.000/h	2 '560,000
Subtotal gastos personal			
GASTOS ELECTRÓNICOS			
COMPUTADOR	1	1800000	1 800000
ACCESO A INTERNET	6 meses	120.000	7 20.000
MICROSOFT OFFICE 2016	1	80.000	8 0.000
DISPOSITIVOS DE ALMACENAMIENTO (USB)	1	150.000	1 50.000
Subtotal gastos electrónicos			3 '450.000
FORMACIÓN ACADÉMICA			
CURSOS	2	500.000	1

			'000.000
subtotal formación académica			1
			'000.000
OTROS GASTOS			
IMPREVISTOS			
PAPELERIA	-	-	4
			5.000
ÚTILES DE OFICINA	-	-	5
			0.000
OTROS GASTOS IMPREVISTOS	-	-	2
			0.000
Subtotal de otros gastos			1
imprevistos			65.000
TOTAL, DE PROYECTO			2
			1.040.005

Anexo B. Primer caso de estudio.**Tabla 16***Primer caso de estudio.*

F	LB/MMSCF	F	LB/MMSCF
60	1,08	92	3,39
62	1,17	94	3,63
64	1,26	96	3,89
66	1,35	98	4,18
68	1,46	100	4,48
70	1,56	102	4,82
72	1,68	104	5,2
74	1,8	106	5,62
76	1,95	108	6,09
78	2,1	110	6,62
80	2,25	112	7,24
82	2,41	114	7,94
84	2,58	116	8,76
86	2,76	118	9,7
88	2,96	120	10,81
90	3,17	122	12,08

Nota. En la Tabla 9 se muestra el cambio de agua, es decir, el cambio de Contenido de Agua, cambiando temperatura en el gas de entrada.

Anexo C. Primer estudio con el rehevidor a una temperatura de 350°F

En el primer estudio se hizo con una temperatura en el rehevidor de 350 °F cambiando el flujo de recirculación del glicol rico. En la Tabla 10, se puede ver el proceso.

Tabla 17

Contenido de agua variando el flujo de glicol rico en recirculación con un rehevidor a 350 °F.

USGPM	LB/MMSCF	USGPM	LB/MMSCF
4	6,82	54	4,15
6	5,64	56	4,15
8	5,08	58	4,15
10	4,79	60	4,14
12	4,61	62	4,14
14	4,5	64	4,14
16	4,42	66	4,13
18	4,36	68	4,13
20	4,23	70	4,13
22	4,29	72	4,13
24	4,26	74	4,13
26	4,24	76	4,12
28	4,22	78	4,12
30	4,21	80	4,12
32	4,2	82	4,12
34	4,19	84	4,11
36	4,18	86	4,11
38	4,18	88	4,11
40	4,17	90	4,11
42	4,17	92	4,1
44	4,16	94	4,1
46	4,16	96	4,1
48	4,16	98	4,09
50	4,15	100	4,09
52	4,16		

Anexo D. Segundo estudio con el rehedidor a una temperatura de 375°F**Tabla 18**

Contenido de agua variando el flujo de glicol rico en recirculación con un rehedidor a 375 °F.

USGPM	LB/MMSCF	USGPM	LB/MMSCF
4	5,93	54	3,09
6	4,65	56	3,09
8	4,06	58	3,09
10	3,75	60	3,09
12	3,56	62	3,09
14	3,43	64	3,09
16	3,35	66	3,09
18	3,29	68	3,09
20	3,25	70	3,09
22	3,21	72	3,09
24	3,19	74	3,09
26	3,17	76	3,09
28	3,15	78	3,09
30	3,14	80	3,09
32	3,13	82	3,1
34	3,12	84	3,1
36	3,11	86	3,1
38	3,11	88	3,1
40	3,1	90	3,1
42	3,1	92	3,1
44	3,1	94	3,1
46	3,09	96	3,11
48	3,09	98	3,11
50	3,09	100	3,11
52	3,09		

Nota. En la Tabla 12, se muestra que en el segundo estudio se hizo con una temperatura en el rehedidor 375 °F cambiando el flujo de recirculación del glicol rico.

Anexo E. Tercer estudio con el rehevidor a una temperatura de 385°F**Tabla 19**

Contenido de agua variando el flujo de glicol rico en recirculación con un rehevidor a 385 °F.

USGPM	LB/MMSCF	USGPM2	LB/MMSCF3
4	5,63	54	2,75
6	4,35	56	2,74
8	3,74	58	2,74
10	3,42	60	2,74
12	3,23	62	2,75
14	3,1	64	2,74
16	3,02	66	2,74
18	2,95	68	2,75
20	2,91	70	2,75
22	2,88	72	2,75
24	2,85	74	2,75
26	2,83	76	2,75
28	2,81	78	2,75
30	2,8	80	2,75
32	2,79	82	2,75
34	2,78	84	2,75
36	2,77	86	2,75
38	2,77	88	2,76
40	2,76	90	2,76
42	2,76	92	2,76
44	2,75	94	2,76
46	2,75	96	2,76
48	2,75	98	2,77
50	2,75	100	2,77
52	2,75		

Nota. La Tabla 13, muestra el tercer estudio; este se hizo con una temperatura en el rehevidor 385 °F cambiando el flujo de recirculación del glicol rico.

Anexo F. Cuarto estudio con el rehevidor a una temperatura de 400°F**Tabla 20***Contenido de agua variando el flujo de glicol rico en recirculación con un rehevidor a 400 °F.*

USGPM	LB/MMSCF	USGPM	LB/MMSCF
4	5,28	54	2,31
6	3,95	56	2,3
8	3,34	58	2,3
10	3	60	2,3
12	2,8	62	2,3
14	2,67	64	2,3
16	2,59	66	2,31
18	2,52	68	2,31
20	2,48	70	2,31
22	2,44	72	2,31
24	2,41	74	2,31
26	2,39	76	2,31
28	2,38	78	2,31
30	2,36	80	2,31
32	2,35	82	2,31
34	2,34	84	2,31
36	2,33	86	2,31
38	2,33	88	2,31

40	2,32	90	2,31
42	2,32	92	2,32
44	2,32	94	2,32
46	2,31	96	2,32
48	2,31	98	2,32
50	2,31	100	2,32
52	2,31		

Nota. El cuarto estudio se hizo con una temperatura en el rehervidor 400 °F cambiando el flujo de recirculación del glicol rico. En la Tabla 14, se observa el proceso descrito.

Anexo G. Variación del flujo de glicol con un contactor de 2 platos.**Tabla 21***Contenido de agua cambiando el flujo de glicol en un contactor de 2 platos*

USGPM	LB/MMSCF	USGPM	LB/MMSCF
4	5,396	28	2,517
5	4,603	29	2,51
6	4,08	30	2,504
7	3,722	31	2,498
8	3,467	32	2,493
9	3,279	33	2,488
10	3,136	34	2,484
11	3,025	35	2,48
12	2,938	36	2,47
13	2,868	37	2,47
14	2,812	38	2,47
15	2,765	39	2,46
16	2,725	40	2,46
17	2,691	41	2,46
18	2,663	42	2,46
19	2,638	43	2,45
20	2,617	44	2,45
21	2,598	45	2,45
22	2,582	46	2,45
23	2,568	47	2,45
24	2,556	48	2,45
25	2,544	49	2,45
26	2,534	50	2,45
27	2,526		

Anexo H. Variación del flujo de glicol con un contactor de 4 platos.**Tabla 22***Contenido de agua cambiando el flujo de glicol en un contactor de 4 platos*

USGPM	LB/MMSCF	USGPM	LB/MMSCF
4	2,84	28	2,39
5	2,64	29	2,39
6	2,54	30	2,39
7	2,49	31	2,39
8	2,46	32	2,39
9	2,44	33	2,39
10	2,43	34	2,39
11	2,42	35	2,39
12	2,42	36	2,39
13	2,41	37	2,39
14	2,41	38	2,39
15	2,41	39	2,39
16	2,4	40	2,39
17	2,4	41	2,39
18	2,4	42	2,39
19	2,4	43	2,4
20	2,4	44	2,4
21	2,4	45	2,4
22	2,4	46	2,4
23	2,4	47	2,4
24	2,4	48	2,4
25	2,39	49	2,4
26	2,39	50	2,4
27	2,39		

Anexo I. Variación del flujo de glicol con un contactor de 8 platos.**Tabla 23.***Contenido de agua cambiando el flujo de glicol en un contactor de 8 platos*

USGPM	LB/MMSCF	USGPM	LB/MMSCF
4	2,41	28	2,39
5	2,42	29	2,39
6	2,42	30	2,39
7	2,42	31	2,39
8	2,41	32	2,39
9	2,41	33	2,39
10	2,41	34	2,39
11	2,41	35	2,39
12	2,41	36	2,39
13	2,4	37	2,39
14	2,4	38	2,39
15	2,4	39	2,39
16	2,4	40	2,39
17	2,4	41	2,39
18	2,4	42	2,39
19	2,4	43	2,39
20	2,39	44	2,39
21	2,39	45	2,39
22	2,39	46	2,39
23	2,39	47	2,39
24	2,39	48	2,39
25	2,39	49	2,39
26	2,39	50	2,39
27	2,39		

Anexo J. Variación del flujo de glicol con un contactor de 10 platos.**Tabla 24***Contenido de agua cambiando el flujo de glicol en un contactor de 10 platos*

USGPM	LB/MMSCF	USGPM2	LB/MMSCF3
4	2,4	28	2,39
5	2,42	29	2,39
6	2,42	30	2,39
7	2,42	31	2,39
8	2,41	32	2,39
9	2,41	33	2,39
10	2,41	34	2,39
11	2,41	35	2,39
12	2,41	36	2,39
13	2,4	37	2,39
14	2,4	38	2,39
15	2,4	39	2,39
16	2,4	40	2,39
17	2,4	41	2,39
18	2,4	42	2,39
19	2,4	43	2,39
20	2,39	44	2,39
21	2,39	45	2,39
22	2,39	46	2,39
23	2,39	47	2,39
24	2,39	48	2,39
25	2,39	49	2,39
26	2,39	50	2,39
27	2,39		

Anexo K. Variación del flujo de glicol con un contactor de 12 platos.**Tabla 25***Contenido de agua cambiando el flujo de glicol en un contactor de 12 platos*

USGPM	LB/MMSCF	USGPM2	LB/MMSCF3
4	2,4	28	2,39
5	2,42	29	2,39
6	2,42	30	2,39
7	2,42	31	2,39
8	2,41	32	2,39
9	2,41	33	2,39
10	2,41	34	2,39
11	2,41	35	2,39
12	2,41	36	2,39
13	2,4	37	2,39
14	2,4	38	2,39
15	2,4	39	2,39
16	2,4	40	2,39
17	2,4	41	2,39
18	2,4	42	2,39
19	2,4	43	2,39
20	2,39	44	2,39
21	2,39	45	2,39
22	2,39	46	2,39
23	2,39	47	2,39
24	2,39	48	2,39
25	2,39	49	2,39
26	2,39	50	2,39
27	2,39		