

Influencia de los cambios de la presión y temperatura en el desempeño de la unidad de deshidratación mediante absorción con TEG, ubicada en un campo del Magdalena Medio caso de estudio

Leidy Katherine Vargas Ramírez

Monografía para optar al título de Especialista en Ingeniería del gas

Director

Carlos Augusto Godoy Ruíz

Especialista en Ingeniería del gas

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en ingeniería del gas

Bucaramanga

2024

Contenido

	Pág.
Introducción	10
1. Fundamentos del gas natural.....	11
1.1 Generalidades.....	11
1.2 Tratamiento del gas Natural.....	12
1.2.1 Deshidratación	13
1.3 Efecto de las variables fisicoquímicas en el proceso de deshidratación del gas mediante absorción con TEG.	22
1.3.1 Temperatura del gas de entrada	23
1.3.2 Concentración y temperatura del TEG	24
1.3.3 Tasa de circulación del glicol	26
1.3.4 Temperatura de deshidratación (proceso de absorción).....	27
1.3.5 Temperatura de regeneración de glicol.....	27
1.3.6 Temperatura en el tope de la columna de destilación (proceso de regeneración).	27
1.3.7 Presión de la torre conctatora.....	28
1.3.8 Presión del regenerador.....	28
2. Descripción del proceso de deshidratación de gas mediante absorción con TEG, de la planta objeto de estudio.	29
2.1 Equipos de proceso y condiciones de operación.....	34
2.1.1 Aeroenfriador (E-01)	34
2.1.2 Separador vertical (V-01):	35

2.1.3 Filtro de coalescencia (V-02):.....	37
2.1.4 Torre absorbadora/conctatora (T-01).....	39
2.1.5 Unidad regeneradora de glicol.....	40
3. Análisis estadístico de las condiciones de operación vs. condiciones de diseño de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG del caso de estudio.	42
4. Conclusiones.....	50
Referencias Bibliográficas.....	52
Apéndices.....	53

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Especificaciones del gas natural en Colombia.....	11
Tabla 2. Equilibrium water Dew point (°F) Vs. Concentración de glicol (WT, % TEG).	24
Tabla 3. Condiciones de diseño y operación del Aeroenfriador	35
Tabla 4. Condiciones de diseño y de operación del separador vertical.	36
Tabla 5. Condiciones de diseño y de operación del filtro de coalescencia.....	38
Tabla 6. Condiciones de diseño y de operación de la torre absorbadora/contactora	40
Tabla 7. Condiciones de diseño y de operación del rehervidor	41
Tabla 8. Condiciones de operación bomba de glicol.	41
Tabla 9. Variables de diseño inicial Vs. operación actual de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.....	45
Tabla 10. Cálculos de Lb H ₂ O removida para 4 MMSFD.....	47
Tabla 11. Cálculos de Lb H ₂ O removida para 1.2 MMSFD.....	49
Tabla 12. Calculo de la capacidad de tratamiento de la planta de gas mediante absorción con TEG con las nuevas condiciones.	49

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Proceso típico de gas natural.	12
Figura 2. Diagrama típico de una unidad de deshidratación por adsorción.	14
Figura 3. Grafica de McKetta-Wehe.	15
Figura 4. Diagrama típico de un circuito de gas.	17
Figura 5. Diagrama típico de un sistema de glicol.	19
Figura 6. Equilibrium water Dew point (°F) Vs. Concentración de glicol (WT, % TEG).....	25
Figura 7. Tasa de circulación del glicol Vs. descenso del punto de rocío (Dew point depression °F)	26
Figura 8. Imagen de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.....	32
Figura 9. Diagrama de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.....	33
Figura 10. Aeroenfriador de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG. .	34
Figura 11. Separador vertical de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.....	36
Figura 12. Separador operado bajo el principio de coalescencia.....	38
Figura 13. Torre aborbedora/conctatora	39
Figura 14. Tendencia de caudal de gas (MMSCFD) de la planta de deshidratación mediante absorción con TEG.	42
Figura 15. Tendencia de presión (PSI), de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.....	43

Figura 16. Tendencia de temperatura ($^{\circ}$ F), de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.	43
Figura 17. Presión (PSI) Vs. temperatura ($^{\circ}$ F), de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.	44
Figura 18. LB de H_2O /MMSCFD a condiciones de diseño.....	46
Figura 19. LB de H_2O /MMSCFD a condiciones de operación.	48

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Matriz de causa-efecto, para las variables de la unidad de deshidratación mediante absorción con TEG.	53
Apéndice B. Caudal de gas (MMSCFD), presión (PSI) y temperatura (°F) de la planta de deshidratación mediante absorción con TEG.	53

Resumen

Título: Influencia de los cambios de la presión y temperatura en el desempeño de la unidad de deshidratación mediante absorción con TEG, ubicada en un campo del Magdalena Medio caso de estudio*

Autor: Leidy Katherine Vargas Ramírez**

Palabras claves:

Descripción

En un campo maduro del Magdalena Medio, se realizó la instalación de una planta de deshidratación mediante absorción con TEG, la cual lleva 4 años en operación; inicialmente se diseñó para un caudal de gas de 4 MMSCFD, una presión de 750 psi y una temperatura de 130 °F; sin embargo, en la actualidad la unidad de deshidratación mediante absorción con TEG, se encuentra operando con un caudal de gas aproximadamente de 1,2 MMSCFD, una presión de 500 psi y una temperatura de 150 °F.

Estas desviaciones en las variables de operación descritas anteriormente tuvieron un impacto significativo; que generaron un aumento en la cantidad vapor de agua presente, una disminución la capacidad de remoción de H₂O y una disminución de la capacidad de flujo de gas que se podía tratar en la planta de deshidratación mediante absorción con TEG.

De acuerdo a lo descrito este estudio aborda las principales variables de diseño inicial Vs. las condiciones actuales operativas; y el impacto que estas generan en el desempeño de la unidad de deshidratación mediante absorción con TEG.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Especialización en ingeniería del gas
Director Carlos Augusto Godoy Ruíz Especialista en Ingeniería del gas

Abstract

Title: influence of pressure and temperature changes on the performance of the dehydration unit using TEG absorption, located in a field in Magdalena Medio case study*

Author: Leidy Katherine Vargas Ramírez**

Keywords:

Description

In a mature field in Magdalena Medio, a TEG absorption dehydration plant was installed, which has been in operation for 4 years; initially it was designed for a gas flow rate of 4 MMSCFD, a pressure of 750 psi and a temperature of 130 °F; however, at present the TEG absorption dehydration unit is operating with a gas flow rate of approximately 1.2 MMSCFD, a pressure of 500 psi and a temperature of 150 °F.

These deviations in the operating variables described above had a significant impact; they generated an increase in the amount of water vapor present, a decrease in the H₂O removal capacity and a decrease in the gas flow capacity that could be treated in the TEG absorption dehydration plant.

Accordingly, this study addresses the main initial design variables versus current operating conditions and the impact they have on the performance of the TEG absorption dehydration unit.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Especialización en ingeniería del gas
Director Carlos Augusto Godoy Ruíz Especialista en Ingeniería del gas

Introducción

El gas natural generalmente contiene cantidades de vapor de agua debido a la presencia de este componente en la roca del yacimiento. La remoción de estas trazas de agua es indispensable para evitar formación de hidratos en líneas de flujo y problemas de corrosión; además de ser un requerimiento en las especificaciones de calidad establecidos para su venta o uso final.

De acuerdo con lo anterior, para un caso de estudio, se realizó la instalación de una planta de deshidratación mediante absorción con TEG¹, en un campo maduro del Magdalena Medio, la cual lleva 4 años en operación. Inicialmente, se diseñó para un caudal de gas de 4 MMSCFD², una presión de 750 psi y una temperatura de 130 °F; sin embargo, en la actualidad la unidad de deshidratación mediante absorción con TEG, se encuentra operando con un caudal de gas aproximadamente de 1,2 MMSCFD, una presión de 500 psi y una temperatura de 150 °F.

Estas desviaciones en las variables de operación descritas anteriormente requieren de un estudio, que permita comparar datos de diseño iniciales Vs. datos de operación actual para generar un diagnóstico de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.

¹ TEG: Trietilenglicol

² MMSCFD: Millones de pies cúbicos estándar por día

1. Fundamentos del gas natural

1.1 Generalidades

El gas natural es un recurso no renovable formado principalmente por metano (80%), etano (6%), propano (4%), butano (2%) y otras impurezas como H₂S, agua y CO₂.

En la tabla 1 se relaciona las principales características y límites que establece la regulación colombiana CREG³ para el transporte de gas natural tratado, también denominado en algunas operaciones como gas de ventas.

Tabla 1.

Especificaciones del gas natural en Colombia.

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Ingles
Máximo poder calorífico bruto	42,8 MJ/M ³	1.150 BTU/FT ³
Mínimo poder calorífico bruto	35,4 MJ/M ³	950 BTU/FT ³
Contenido de líquido	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0,25 grano/100 PSC
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100 PSC
Contenido CO ₂ , máximo % en volumen	2%	2%
Contenido N ₂ , máximo % en volumen	3	3
Contenido de inertes, máximo % en volumen	5%	5%
Contenido de oxígeno, máximo % en volumen	0,10%	0,10%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6.0 Lb/100 MPSC
Temperatura de entrega máximo	49°C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	7.2°C	45°F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	1,6 mg/m ³	0,7 grano/100 pc

Nota. Tomado de: Comisión de regulación de energía y gas, CREG (1999) Resolución 071

³ CREG: Comisión de regulación de energía y gas

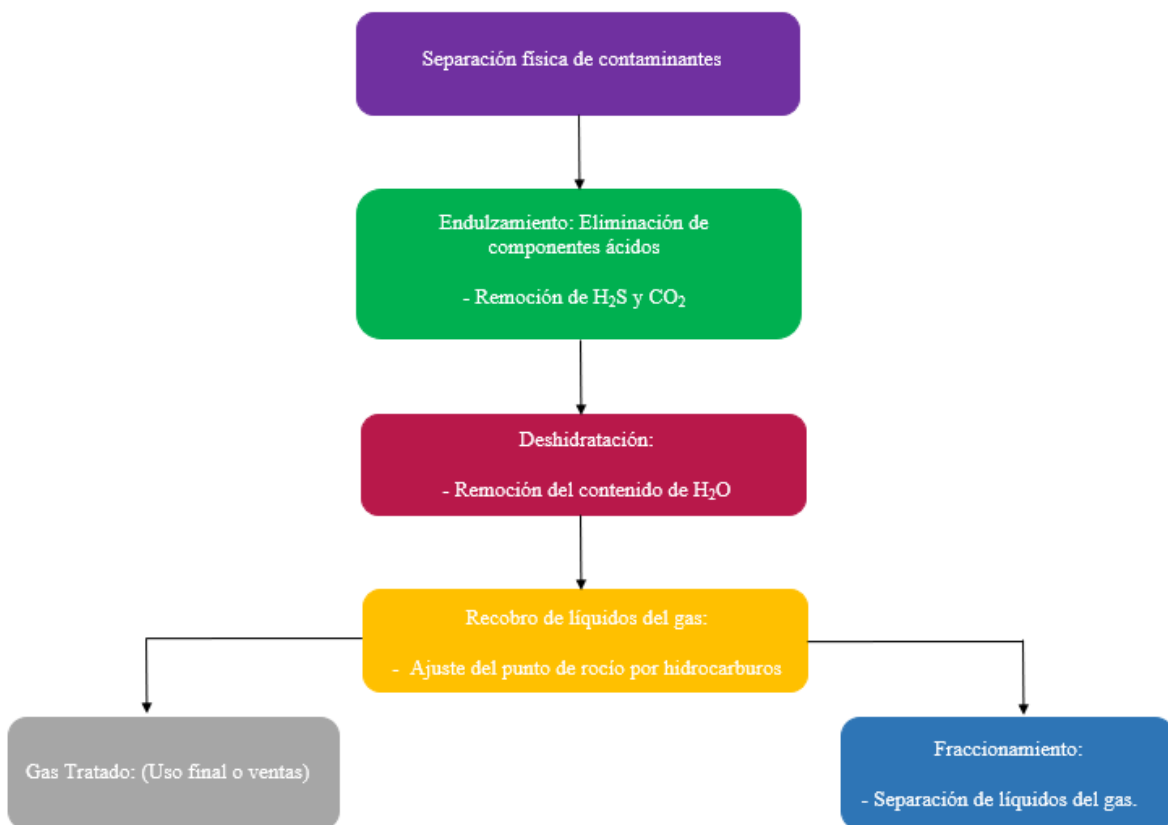
1.2 Tratamiento del gas Natural

Con el fin de remover impurezas del gas natural, una planta de tratamiento generalmente involucra los siguientes procesos: separación física de contaminantes, endulzamiento (eliminación componentes ácidos), deshidratación (eliminación el contenido de agua) y recobro de líquidos del gas (ajuste de punto de rocío por hidrocarburos).

En la figura 1 se presenta el proceso típico de tratamiento del gas natural.

Figura 1.

Proceso típico de gas natural.



Nota. Modificado de Santillana Soto (s.f.) Ingeniería de procesos en la industria del gas natural y condensados:-

Ribón, H. M., Santos, N. S., & Cancino, O. P. O. (2010), en su artículo de métodos de deshidratación de gas natural, explicaron conceptos importantes sobre el tratamiento del gas natural para remoción del contenido de agua y los métodos que existen para realizar este proceso.

Tomando en cuenta el objeto de este estudio técnico; la continuación en la descripción de los fundamentos se enfoca al proceso de deshidratación, particularmente haciendo uso de un solvente como el glicol y sus variantes.

1.2.1 Deshidratación

Los procesos de deshidratación de gas natural más relevantes son:

- Adsorción
- Absorción

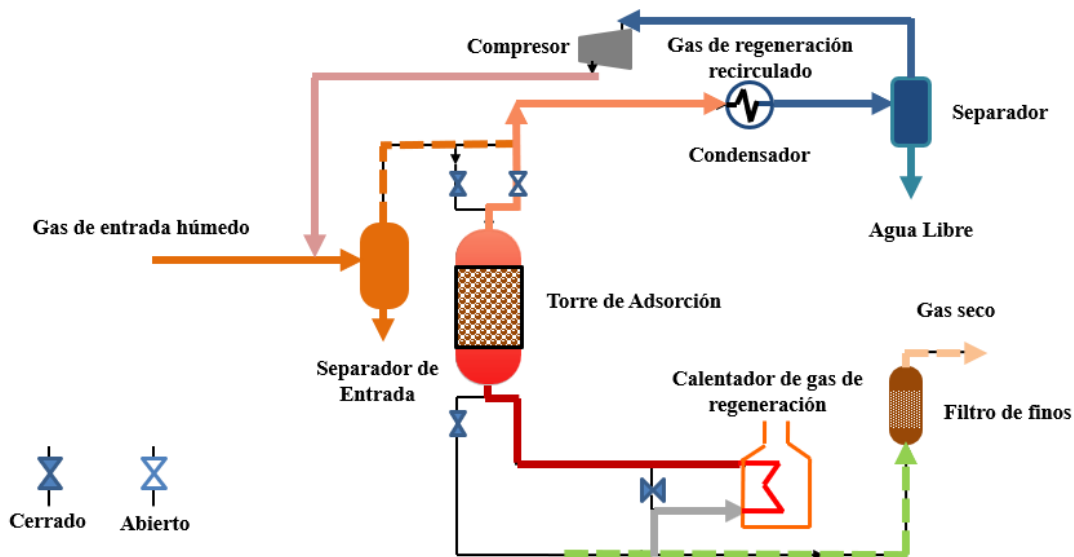
Adsorción

El proceso de adsorción ocurre cuando el vapor de agua es retirado por un sólido poroso, el cual es capaz de retener partículas de agua en su superficie al entrar en contacto con este. A diferencia de la absorción, en un proceso de adsorción el fluido no se incorpora al volumen del material.

En la figura 2 se presenta un diagrama típico de una unidad de deshidratación por adsorción.

Figura 2.

Diagrama típico de una unidad de deshidratación por adsorción.



Nota. Modificado de: Stewart, M, & Arnold, K, (2011), Hydrate Prediction and Prevention, *Gas Dehydration Field Manual*.

Absorción

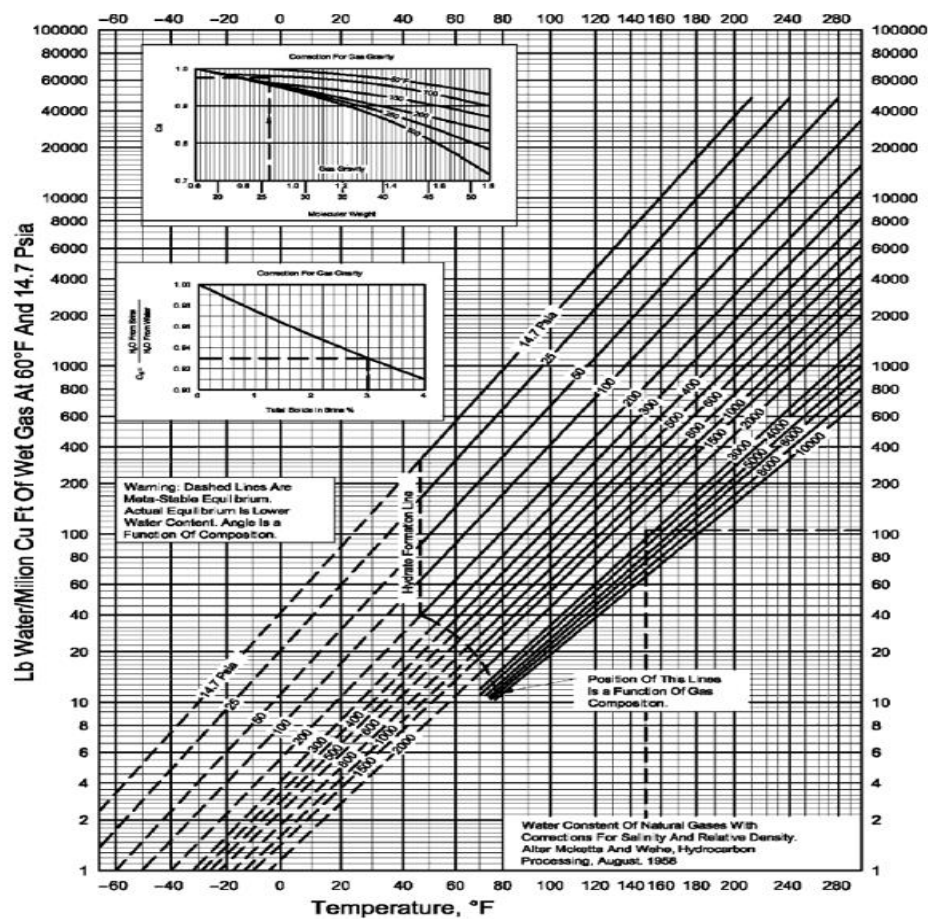
En el proceso de absorción se utiliza un líquido higroscópico, para entrar en contacto con el gas húmedo y eliminar el vapor de agua. El líquido más común empleado en unidades de deshidratación es el TEG, el cual tiene una afinidad química por el agua. Cuando el TEG es puesto en contacto con el flujo de gas húmedo en una torre contactora, absorbe el agua del gas húmedo y una vez absorbido, las partículas de TEG se vuelven más pesadas y se sumergen al fondo de la torre contactora donde son removidas; la solución de TEG que contiene el agua retirada del gas natural es puesta en un rehervidor diseñado para vaporizar solamente el agua de la solución, mientras el agua tiene un punto de ebullición de 212 °F (100 °C), el TEG tiene un punto de ebullición de 400°F (204 °C); esta diferencia hace relativamente fácil remover el agua de la

solución de TEG, permitiendo reutilizarlo en el proceso de deshidratación. Después de que el agua líquida (libre), es removida de la corriente de gas, quedaran de 25 a 120 lbs de agua por MMSCFD, dependiendo de la temperatura y la presión; cuanto más caliente sea el gas de entrada y menor sea la presión más vapor de agua contendrá la corriente de gas.

En la figura 3, se observa la gráfica de McKetta-Wehe, la cual hace referencia al contenido de agua del gas natural dulce y pobre

Figura 3.

Grafica de McKetta-Wehe



Nota. Tomado de: Stewart, M, & Arnold, K, (2011), Hydrate Prediction and Prevention, *Gas Dehydration Field Manual*.

- **Deshidratación del gas mediante absorción con glicol**

Stewart, M, & Arnold, K, (2011), en su manual de deshidratación de gas natural abordaron conceptos importantes explicando el proceso, los equipos más importantes que conforman el circuito de gas y de glicol, además de las variables operativas que más influyen en la remoción del contenido de agua en el gas.

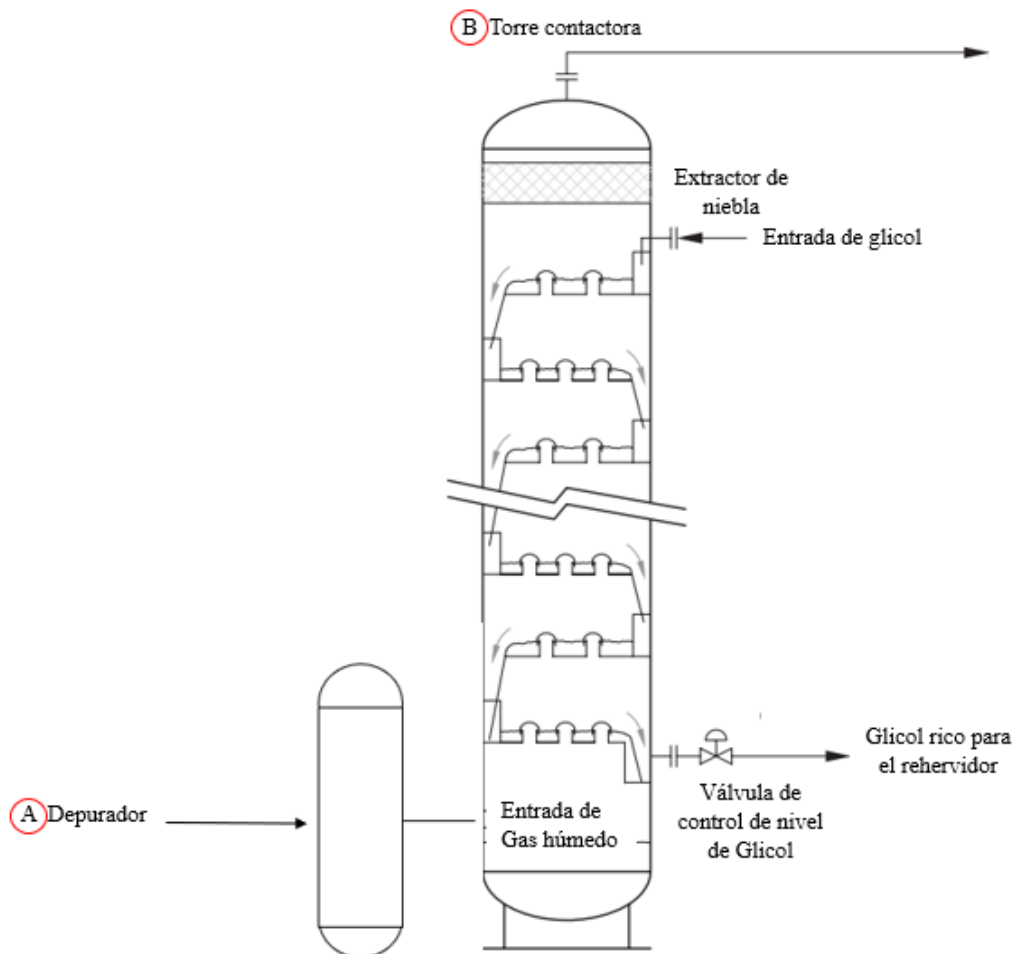
A continuación, se realiza una descripción del proceso típico de deshidratación de gas mediante absorción con glicol, el cual se puede explicar en dos circuitos:

- Circuito de gas
- Circuito de glicol
- **Circuito de gas:**

En la figura 4 se muestra un diagrama donde se evidencian las unidades más importantes que conforman el circuito de gas, además se da una breve descripción de cada uno.

Figura 4.

Diagrama típico de un circuito de gas.



Nota. Tomado de: Stewart, M, & Arnold, K, (2011), Hydrate Prediction and Prevention, *Gas Dehydration Field Manual*.

- Depurador de entrada/separador de filtro de microfibra (A):

El gas húmedo ingresa a la unidad, a través de la entrada del depurador de gas que generalmente es vertical, para eliminar impurezas sólidas y líquidas.

- Torre contactora de gas-glicol (B):

Después de pasar a través del separador de filtro de microfibra, el gas entra a la torre contactora de gas-glicol, por la parte inferior del recipiente. En el interior de la torre contactora se encuentran varios platos, que mantienen un nivel específico de glicol; a medida que el gas húmedo pasa ascendentemente a través de cada plato, cede el vapor de agua al glicol y se vuelve progresivamente más seco. Antes de abandonar la torre contactora, el gas pasa a través de un extractor de niebla para remover el glicol que podría haberse arrastrado con el gas. El gas seco sale por el tope de la torre contactora y pasa a través de un intercambiador de calor de gas glicol, donde enfría el glicol seco entrante para incrementar su capacidad de absorción.

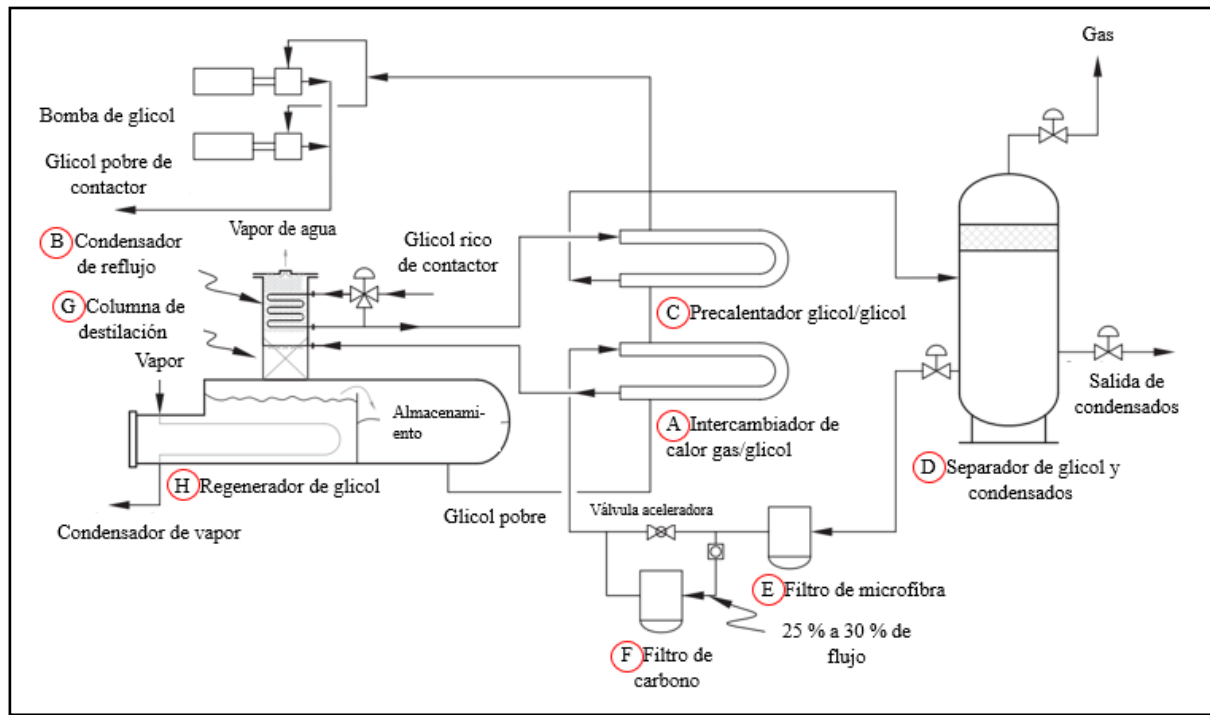
Algunas instalaciones incorporan un knockout drum (separador centrifugo), el cual recupera cualquier glicol que se haya arrastrado con el gas a través del extractor de niebla.

- **Circuito de glicol:**

En la figura 5 se muestra un diagrama donde se evidencian las unidades más importantes que conforman el circuito de glicol, además se da una breve descripción de cada uno.

Figura 5.

Diagrama típico de un sistema de glicol.



Nota. Modificado de: Stewart, M, & Arnold, K, (2011), Hydrate Prediction and Prevention, *Gas Dehydration Field Manual*.

- Intercambiador de calor gas-glicol (A):

El glicol concentrado seco, antes de entrar a la torre contactora es bombeado mediante la bomba de glicol y pasa a través del intercambiador de calor gas-glicol; allí ocurre el enfriamiento del glicol cerca de la temperatura del gas, para prevenir que el gas exceda la temperatura de equilibrio y evitar la formación de espuma.

- Torre contactora de gas- glicol

El glicol seco proveniente del intercambiador de calor gas-glicol entra a la torre contactora (Ver figura 4; B) y fluye descendentemente a través de bajantes dentro de la torre, absorbiendo

más agua a medida que pasa a lo largo de cada plato, volviéndose más rico con el agua que ha absorbido proveniente del gas; el gas por su parte se mueve ascendentemente hacia cada plato y se vuelve más seco.

El glicol rico que se ha acumulado en el fondo de la torre contactora, pasa a través de un filtro, el cual remueve las partículas abrasivas, antes de fluir a través de las bombas de glicol.

- Condensador de reflujo o serpentín (B)

El glicol rico que proviene de la torre contactora, ingresa a un serpentín, el cual está ubicado en el ducto de salida de vapor del regenerador de glicol; este tiene como objetivo principal aumentar la temperatura del glicol rico al interior y exterior del serpentín, para condensar las partículas de glicol que van en ascenso junto con el vapor de agua.

- precalentador de calor glicol-glicol (C)

El glicol rico calentado en el condensador de reflujo pasa a través del precalentador de calor glicol-glicol. El glicol pobre caliente proveniente del regenerador calienta el glicol rico y de esta forma disminuye su temperatura antes de ser enviado hacia las bombas de glicol.

- Separador gas-glicol-condensado (D)

Después de que el glicol rico pasa por el precalentador de glicol-glicol, se envía hacia un separador de condensados de baja presión gas-glicol, donde la mayoría del gas arrastrado e hidrocarburos líquidos que fueron recogidos por el glicol en su camino a través de la torre contactora, son removidos.

El calor suministrado por el precalentador de glicol-glicol ayuda en la separación de hidrocarburos provenientes del gas húmedo. El condensado de hidrocarburos es separado del glicol en gas-glicol-condensado.

- Filtro microfibr (E)

Después de que el gas y el condensado se han separado dentro del separador gas-glicol-condensado, el glicol rico pasa a través de un filtro microfibr, estos filtros se utilizan para remover sólidos, u otras impurezas.

- Filtro de carbono (F)

Después de pasar por el filtro de microfibr, el glicol rico entra a un filtro de carbono. Los gránulos de carbono activado en este filtro absorben hidrocarburos líquidos e impurezas que podrían causar espuma.

- Intercambiador de calor glicol-glicol (A)

Después de pasar por el filtro de carbono, el glicol rico fluye a través del glicol seco hacia el intercambiador de calor; allí es precalentado antes de entrar al regenerador de glicol.

- Columna de destilación (G)

Después de pasar por el intercambiador de calor glicol-glicol, el glicol rico entra a la columna de destilación; el interior de la columna está empaquetado con materiales cerámicos o anillos de acero inoxidable, los cuales son utilizados para distribuir el calor uniformemente. El glicol rico que entra gotea descendentemente a través de la sección empaquetada; a medida que el glicol desciende, el agua empieza a ser expulsada como vapor en el tope de la columna; Para prevenir la pérdida de vapor de glicol, la columna utiliza un “condensador de reflujo” localizado en el tope de la torre.

- Regenerador de glicol: Rehervidor (H)

Después de pasar por la columna de destilación, el glicol rico cae hacia el regenerador. El glicol se calienta a una temperatura entre 350 y 400 °F, con el objetivo de remover el agua remanente y de estar por debajo de la temperatura de descomposición del glicol.

El vapor calentado (tanto glicol y agua) se dirige hacia la columna de destilación, a medida que la mezcla pasa por el condensador de reflujo, los vapores de glicol se condensan y caen; posteriormente el glicol seco fluye hacia el tanque acumulador y la bomba de glicol lo lleva a la presión de la torre contactora para comenzar otro ciclo.

- Gas Stripping

Las purezas del 98% o más se logran normalmente en un sistema de glicol operando a presión atmosférica, si se requiere glicol muy puro (hasta del 99.9%) y no puede lograrse por el sistema de regeneración normal, el gas stripping es una alternativa de solución para este caso.

Una pequeña cantidad de gas natural seco, (normalmente tomado de la corriente de combustible), se inyecta hacia el regenerador, el gas de stripping es burbujeado a través del glicol caliente, lo que elimina el agua restante del glicol.

El gas stripping tiene los siguientes objetivos:

- Reducir la temperatura a la cual el regenerador debe operar
- Reducir la tasa de recirculación de glicol necesaria para deshidratar el gas adecuadamente.

1.3 Efecto de las variables fisicoquímicas en el proceso de deshidratación del gas mediante absorción con TEG.

Stewart, M, & Arnold, K, (2011), mencionaron las variables más relevantes en el proceso de deshidratación del gas mediante absorción con TEG, las cuales se enuncian a continuación:

- Temperatura del gas de entrada
- Concentración y temperatura del TEG

- Tasa de circulación del glicol
- Temperatura de deshidratación (proceso de absorción)
- Temperatura de regeneración del glicol
- Temperatura en el tope de la columna de destilación (proceso de regeneración).
- Presión de la torre contactora
- Presión del regenerador

1.3.1 Temperatura del gas de entrada

El contenido de agua y la cantidad que puede ser absorbida por el glicol depende de la temperatura del gas de entrada.

Las siguientes observaciones respecto a la temperatura del gas de entrada, se consideran relevantes y se enuncian a continuación:

- La temperatura no deberá estar por debajo del rango de formación de hidratos (65 °F a 70 °F). Por heurística, se sugiere una mínima temperatura del gas de entrada superior a 50 °F.
- Las temperaturas por debajo de 50 °F, causan problemas debido a un incremento en viscosidad del glicol y la tendencia a formar espuma.
- Temperaturas por debajo de 60 °F a 70 °F pueden causar una emulsión estable con hidrocarburos líquidos.

1.3.2 Concentración y temperatura del TEG

La capacidad de absorción del vapor de agua por el TEG se incrementa con su concentración; es decir a mayor porcentaje de pureza, mayor es la capacidad de remoción del vapor de agua presente en la corriente de gas.

En la tabla 2 y figura 6, se muestran las variaciones del punto de rocío por agua del gas (equilibrium water Dew point °F) Vs. la concentración de glicol (WT, % TEG), para un gas con temperatura de entrada de 100 °F:

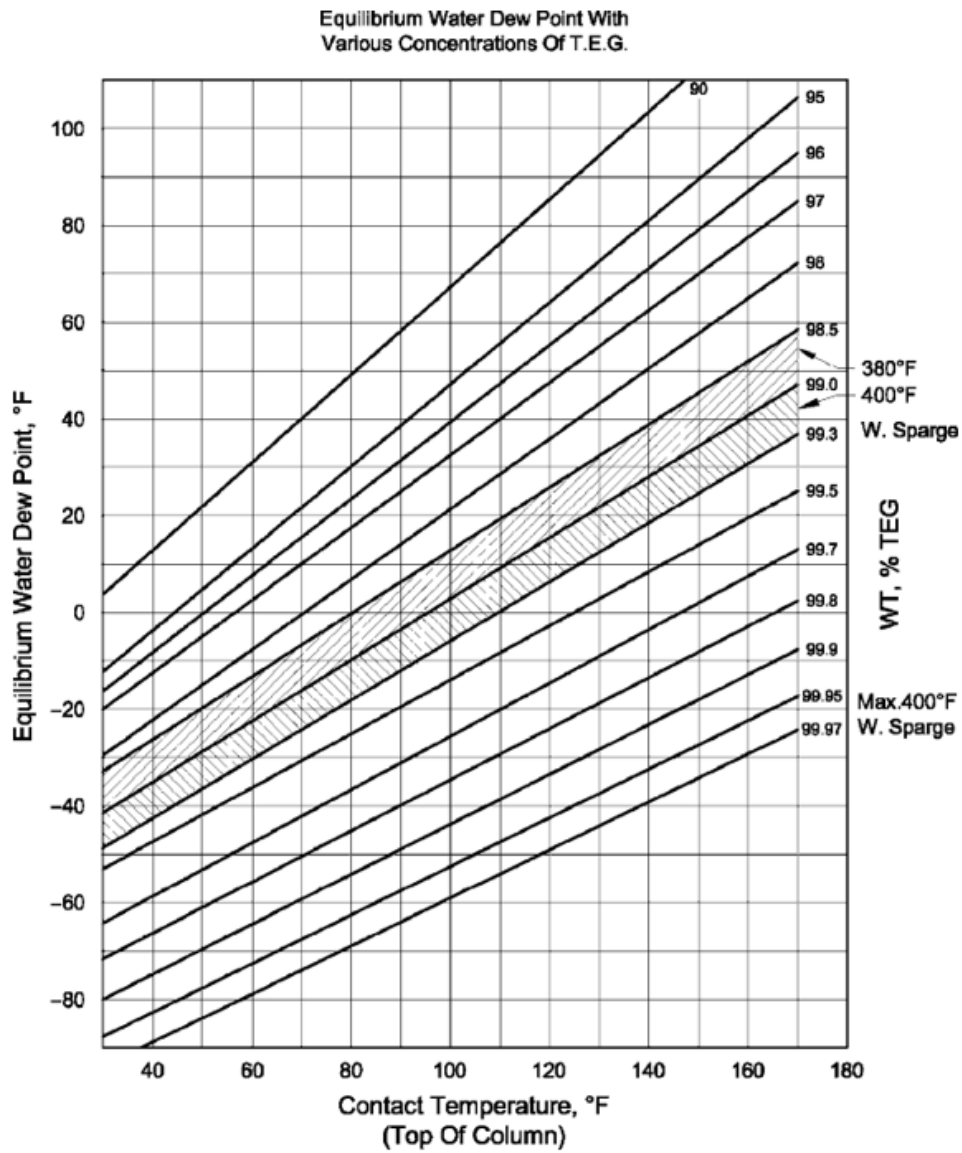
Tabla 2.

Equilibrium water Dew point (°F) Vs. Concentración de glicol (WT, % TEG).

Concentración de glicol %	Equilibrium water Dew point (°F)
99	4
99,8	-38
99,9	-45

Figura 6.

Equilibrium water Dew point (°F) Vs. Concentración de glicol (WT, % TEG)



Nota. Modificado de: Stewart, M, & Arnold, K, (2011), Hydrate Prediction and Prevention, *Gas Dehydration Field Manual*.

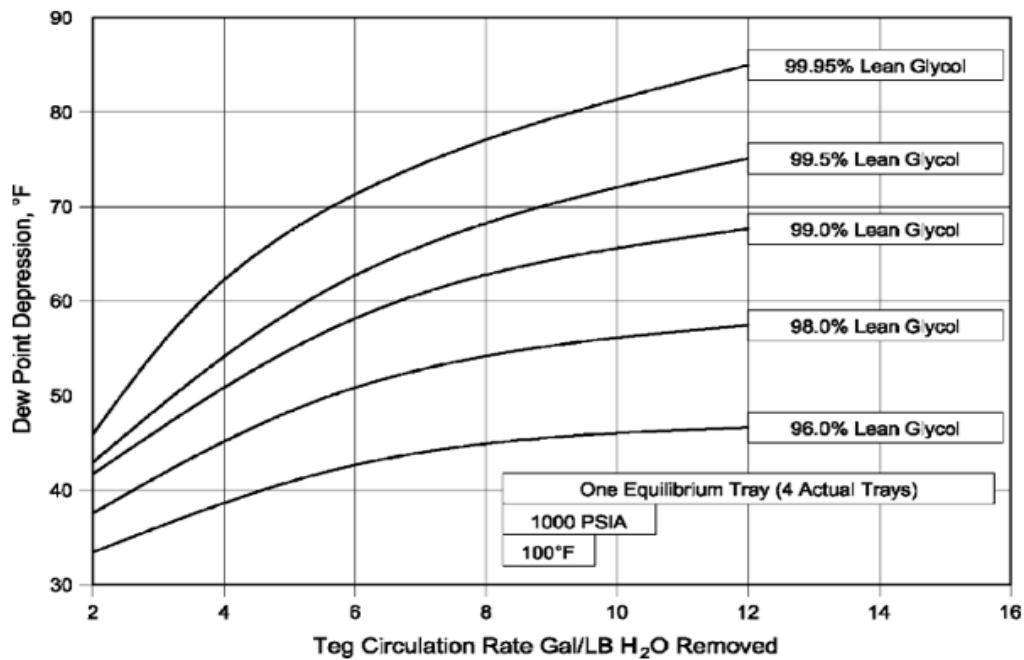
1.3.3 Tasa de circulación del glicol

La capacidad del glicol para absorber agua aumenta incrementando la concentración de este, disminuyendo la temperatura del glicol a la entrada y aumentando la tasa de circulación. Una tasa de circulación del glicol de 3 gal/ lb H₂O sería ideal para el proceso, una tasa excesiva hace que se sobrecargue el rehervidor y evita que el glicol sea regenerado adecuadamente.

En la figura 7 se muestra la relación que existe entre el descenso del punto de rocío, la concentración y tasa de recirculación del glicol.

Figura 7.

Tasa de circulación del glicol Vs. descenso del punto de rocío (Dew point depression °F)



Nota. Modificado de: Stewart, M, & Arnold, K, (2011), Hydrate Prediction and Prevention, *Gas Dehydration Field Manual*.

1.3.4 Temperatura de deshidratación (proceso de absorción)

La temperatura ideal del proceso de absorción debe estar en el rango de 80 °F a 100°F, por debajo de 70 °F el glicol es muy viscoso y tiende a formar espuma reduciendo la eficiencia e incrementando las pérdidas.

La temperatura del glicol de entrada debe ser 5°F o 15 °F más alta que la del gas de entrada, si el glicol entra más frío que el gas, se condensan los hidrocarburos, los cuales promueven la generación de espuma; si el glicol de entrada está por encima de los 15 °F de la temperatura del gas de entrada, el TEG se vaporizará.

1.3.5 Temperatura de regeneración de glicol

La temperatura del regenerador debería limitarse entre 350 °F y 400 °F, por encima de 404 °F, el TEG comienza a degradarse. Cuando se requieren mayores concentraciones de glicol, se puede añadir gas stripping al regenerador u operar el sistema de regeneración y columna fija en vacío (presión de trabajo absoluta menor a la atmosférica).

1.3.6 Temperatura en el tope de la columna de destilación (proceso de regeneración).

Las siguientes consideraciones son importantes, respecto a la temperatura del tope de la columna de destilación:

- Una temperatura de rehervidor en el rango de 350 °F a 400 °F asegura una adecuada transferencia de calor en la columna de destilación.

- La columna de destilación es más eficiente, cuando la temperatura de salida del vapor esta entre 215 °F y 225 °F; cuando la temperatura alcanza 250 °F, se incrementan las perdidas por vaporización de glicol; sin embargo, esta temperatura se puede reducir aumentando la cantidad de glicol que fluye a través del serpentín del condensador de reflujo.

- La excesiva circulación de glicol frio en el condensador de reflujo puede disminuir la temperatura en el tope de la columna de destilación, lo que puede generar exceso de agua condensada; de acuerdo con lo expuesto, la mayoría de los serpentines del condensador de reflujo tienen una válvula de bypass que permite el control manual o automático de la temperatura de la columna de destilación.

1.3.7 Presión de la torre conctatora

Las siguientes consideraciones son importantes, respecto a la presión del contactor:

- La presión de deshidratación optima esta frecuentemente en el rango de 550 psig a 1200 psig.
- A una temperatura constante, el contenido de agua del gas de entrada decrece con un incremento en presión.
- A menor presión, más grande será el diámetro requerido del contactor.

1.3.8 Presión del regenerador

Reducir la presión del regenerador a una temperatura constante genera mayor pureza de glicol. Si la presión se excede en 1 Psi puede dar como resultado:

- Pérdida de glicol de la columna de destilación
- Reducción de concentración de glicol
- Reducción en la eficiencia del proceso de deshidratación.

Las anteriores variables mencionadas son las más importantes en el proceso de deshidratación del gas y son las que tienen mayor impacto en el funcionamiento y efectividad del tratamiento.

2. Descripción del proceso de deshidratación de gas mediante absorción con TEG, de la planta objeto de estudio.

El proceso de deshidratación de gas natural de la planta objeto de estudio (Vega & Marmol, 2019), inicia con la fase de enfriamiento en el aeroenfriador E-01, donde ingresa la corriente de gas húmedo con un caudal de 1.2 MMSCFD a 500 psi y 150 °F, allí se presenta el intercambio de calor con el aire que circula a través del ventilador, disminuyendo la temperatura del gas a la salida del aeroenfriador hasta 100 °F.

Después de este proceso, la corriente de gas continua hacia el separador vertical V-01, en el cual se precipita una cantidad significativa de agua libre y condensados por medio de configuraciones mecánicas internas; en el fondo del separador se extraen los líquidos (agua y condensados), los cuales son enviados para su tratamiento hacia la batería y en el tope del separador se obtiene un gas con menor fracción de agua. La corriente obtenida en el tope del separador es enviada al filtro coalescedor V-02, disminuyendo la humedad del gas, como también

reteniendo las impurezas que estén presentes. Los precipitados son enviados a batería para posterior tratamiento y segregación.

La corriente de gas proveniente del filtro coalescente (V-02), ingresa por la parte inferior de la torre absorbadora/contactora (T-01), fluyendo hacia el tope en contracorriente con el TEG pobre, empleando un sistema de platos, el cual favorece la transferencia de la fracción de agua presente en el gas hacia el TEG, obteniendo gas seco (sin fracciones significativas de agua) por el tope de la torre y en el fondo un TEG enriquecido con la fracción de agua proveniente del gas (TEG rico). El gas seco proveniente de la torre absorbadora/contactora (T-01) pasa por el intercambiador de calor (HT-01), donde aumenta su temperatura para luego ser enviado hacia su proceso posterior en batería.

El TEG rico proveniente del fondo de la torre absorbadora/contactora T-01, es enviado al proceso de regeneración, mediante la succión de la bomba de glicol (P-01), posteriormente el fluido es enviado hacia el intercambiador de calor glicol-glicol (HT-02), con el objetivo de aumentar la temperatura y acondicionar esta corriente antes de ser enviada hacia un skimmer tank (V-03). En este recipiente, se realiza la separación de hidrocarburos gaseosos que pudieron haber sido retenidos en proceso de absorción como también la separación de hidrocarburo líquido (condensados), el cual puede estar presente en el TEG. El gas que es liberado en el skimmer tank (V-03) es aprovechado y direccionado al piloto-quemador de la unidad de regeneración; los condensados son enviados hacia batería para tratamiento.

Después de este proceso el TEG rico es enviado a la parte inferior de la columna que hace parte de la unidad de regeneración (C-01). Allí el TEG rico ingresa a la sección de regeneración, en donde se suministra energía en forma de calor gracias a la combustión que se realiza en tubo de

fuego adherido. El TEG rico llega a su temperatura de despojo ⁴(350°F - 400 °F) y por la columna de la unidad de regeneración (C-01) asciende vapor de agua con trazas de TEG; las trazas de TEG son retenidas gracias al lecho contactor conformado por cerámica el cual ayuda a retener el TEG que va en la corriente de vapor y permite el paso del vapor de agua, el cual sale hacia el medio ambiente.

Posteriormente por rebose el TEG pobre fluye hacia el compartimiento interno de almacenamiento (TK-01), para luego ser enviado hacia el intercambiador de calor glicol-glicol (HT-02), reduciendo la temperatura. A continuación de esto, el TEG pasa por un filtro (F-01) para remover las impurezas que se encuentren en la corriente, después se dirige hacia la succión de la bomba (P-01) y finalmente hacia la parte superior de la torre, donde pasa por otro intercambiador de calor (HT-01), para disminuir aún más su temperatura e incorporarse nuevamente en el proceso de absorción/deshidratación del gas natural y de esta forma iniciar un nuevo ciclo.

A continuación, se muestra un diagrama y una imagen de la planta de deshidratación mediante absorción con TEG de la planta objeto estudio.

⁴ Despojo: este proceso ocurre en el rehervidor (R-01)

Figura 8.

Imagen de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.



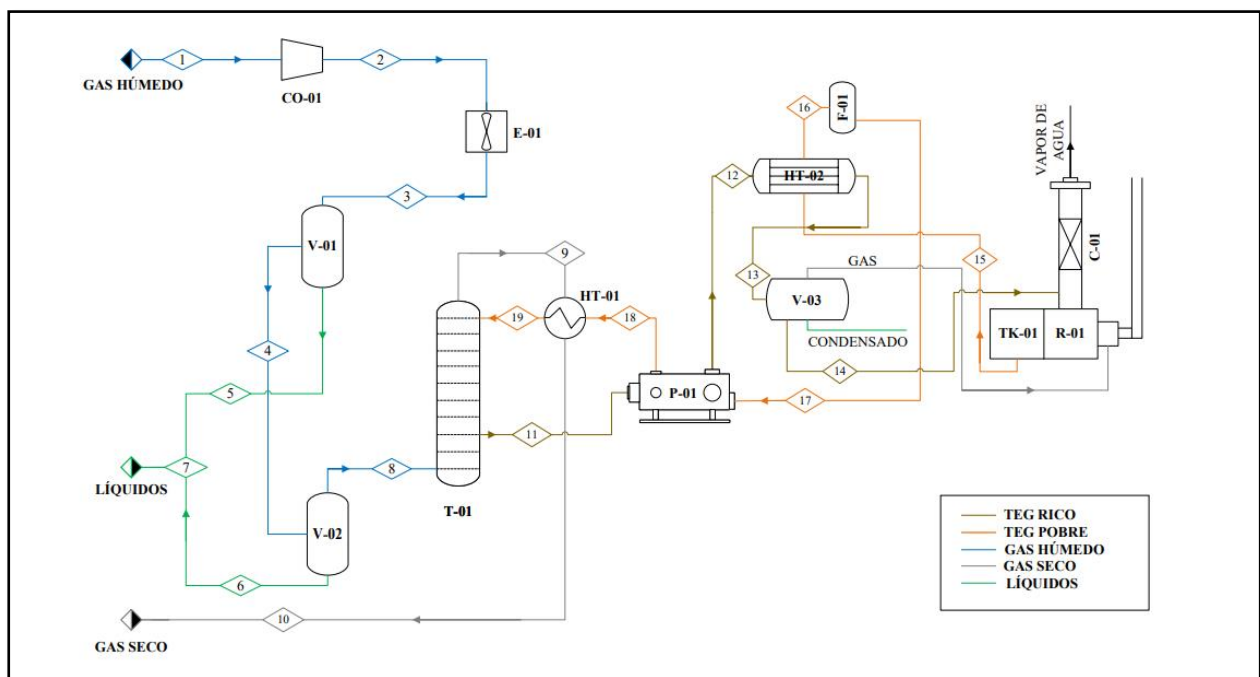
Nota. Modificado de: Vega, J, & Marmol, D, (2019), Sistema de deshidratación de gas con unidad de trietilenglicol, *Manual, Filosofía de operación.*

Figura 9.

Diagrama de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.

Equipos:

- CO-01:** Compresor de entrada a planta de deshidratación de gas
C-01: Columna de Regeneración
E-01: Aeroenfriador
HT-01: Intercambiador de calor gas seco – TEG pobre
HT-02: Intercambiador de calor glicol - glicol
P-01: Bomba de desplazamiento positivo de Glicol
R-01: Rehervidor
T-01: Torre absorbidora / contactora; 10 platos
TK-01: Almacenamiento Glicol pobre
V-01: Separador vertical bifásico
V-02: Filtro Coalescente
V-03: Skimmer



Nota. Modificado de: Exterran, Energy solution, L.P (2019), glicol dehydration units, Operation manual.

2.1 Equipos de proceso y condiciones de operación.

A continuación, se muestran una descripción detallada de los equipos más importantes que conforman la unidad de deshidratación mediante absorción con TEG.

2.1.1 Aeroenfriador (E-01)

Este equipo permite el enfriamiento de la corriente de gas proveniente de la descarga de los compresores, utilizando el aire del ambiente, aspirándolo y ventilándolo por medio de un motor eléctrico y unas paletas, de esta manera se produce un intercambio de calor, logrando disminuir la temperatura.

A continuación, se muestra una imagen del Aeroenfriador y se tabula los rangos de operación y diseño para este equipo.

Figura 10.

Aeroenfriador de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.



Tabla 3.*Condiciones de diseño y operación del Aeroenfriador*

Variables de diseño	
Flujo de diseño (MMSCFD)	4
Presión de diseño máxima (Psi)	1287
MAWP ⁵ (Psi)	776
Temperatura de diseño mínima (°F)	-20
Temperatura de diseño máxima (°F)	300
Variables de operación	
Flujo de operación (MMSCFD)	1.2
Presión de operación (Psi)	500
Temperatura a la entrada (°F)	150
Temperatura a la salida (°F)	100

2.1.2 Separador vertical (V-01):

Este separador es un sistema bifásico gas/líquido, en donde el gas entra por un punto intermedio y encuentra una placa deflectora, la cual se encarga de distribuir la corriente de entrada en todo el volumen de la vasija facilitando la separación. Las partículas de líquido que aún se encuentran presentes, se condensan y caen al fondo donde son enviados y mezclados nuevamente con el fluido de producción; la corriente gaseosa continua por el tope del separador para continuar con el tratamiento.

A continuación, se muestra una imagen del separador vertical y los rangos de operación

⁵ MAWP: Condiciones máximas de trabajo debido a reducción de espesor del equipo.

Figura 11.

Separador vertical de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.

**Tabla 4.**

Condiciones de diseño y de operación del separador vertical.

Variables de diseño	
Presión de diseño (Psi)	950
Flujo de gas de diseño (MMSCFD)	4
Flujo de agua de diseño (BFPD)	10
Temperatura de diseño máxima (°F)	150
Temperatura de diseño mínima (°F)	-20
Variables de operación	
Presión de operación (Psi)	360-500
Temperatura de operación (°F)	80-120
Set válvula seguridad PSV (Psi)	900

2.1.3 Filtro de coalescencia (V-02):

El filtro coalescente es un separador gas/líquido que funciona a partir del principio de coalescencia. El gas que viene del separador vertical entra por el inferior del equipo pasando a través de los primeros espacios libres del elemento filtrante. Las partículas de líquido y/o sólidas contenidas en el fluido gaseoso son muy pequeñas, incluso vapor. Debido al proceso de estrangulación estas partículas se ponen en contacto unas con otras, aumentando su tamaño y se inicia la formación de pequeñas gotas. Las pequeñas gotas, a través de sucesivos estrangulamientos del elemento filtrante chocan entre sí, aumentan su tamaño hasta que se desprenden del elemento filtrante y caen por gravedad. En el fondo del filtro se obtienen los líquidos y partículas sólidas residuales separadas del gas y por el tope del equipo continua la línea de gas húmedo para su posterior tratamiento. Este equipo evita que las partículas sólidas y líquidas generen corrosión, taponamientos o mal funcionamiento de los equipos aguas arriba del proceso.

A continuación, se muestra una imagen del separador (operado bajo el principio de coalescencia) y los rangos de operación y de diseño.

Figura 12.

Separador operado bajo el principio de coalescencia.

**Tabla 5.**

Condiciones de diseño y de operación del filtro de coalescencia.

Variables de diseño	
MAWP (Psi)	1440
Flujo de gas de diseño (MMSCFD)	4
Elementos coalescentes (micrón) ⁶	0,3
Temperatura de diseño máxima (°F)	130
Temperatura de diseño mínima (°F)	-20
Variables de operación	
Presión de operación (Psi)	400-510
Temperatura de operación (°F)	100-120
Set válvula seguridad PSV (Psi)	1440

⁶ En el interior del filtro coalescente se encuentran 3 elementos filtrantes de 4-1/2" OD (diámetro externo) x 36" LG (largo), con capacidad de retener partículas de 0,3 micras de tamaño.

2.1.4 Torre absorbadora/conctatora (T-01)

La deshidratación de gas húmedo ocurre en la torre absorbadora/contactora; que para el caso de estudio, se encuentra conformada por 10 platos. El gas humedo ingresa por el fondo de la torre y el TEG pobre se pone en conctato en contracorriente. El TEG rico queda en el fondo de la torre y el gas seco sale por el tope de la torre.

A continuación, se muestra una imagen de la torre absorbadora y sus rangos de operación-diseño

Figura 13.

Torre aborbedora/conctatora

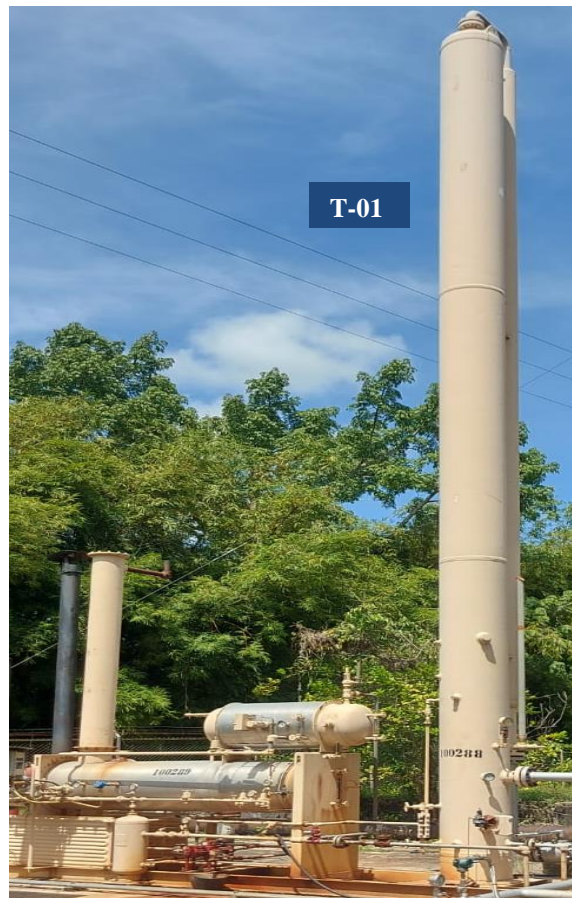


Tabla 6.*Condiciones de diseño y de operación de la torre absorbadora/contactora*

Variables de diseño	
MAWP (Psi)	1440
Temperatura de diseño máxima (°F)	130
Temperatura de diseño mínima (°F)	-20
Variables de operación	
Presión de operación (Psi)	400-510
Temperatura de operación (°F)	100-120

2.1.5 Unidad regeneradora de glicol

Los equipos que conforman la unidad de regeneración son: Skimmer tank, intercambiador de calor glicol-glicol, columna de regeneración, rehervidor y bomba de glicol.

A continuación, se explican los equipos más importantes que intervienen en el proceso de regeneración de glicol.

- Rehervidor (R-01)

En el rehervidor se calienta el TEG a una temperatura de despojo entre 350°F - 400 °F; por medio de un tubo de fuego que se encuentra adherido; este suministro es tomado de la salida de gas del skimmer tank (V-03).

A continuación, se muestra las variables de diseño y operativas asociadas a este equipo

Tabla 7.*Condiciones de diseño y de operación del rehervidor*

REHERVIDOR DE GLICOL	
Variables de diseño	
Presión (Psi)	Atmosférica
Capacidad de carga térmica (BTU/H)	200 M
Variables de operación	
Presión (Psi)	Atmosférica
Temperatura de operación (°F)	260-360

- Bomba de glicol (P-01)

La bomba de intercambio de energía de la unidad deshidratadora de gas de la planta objeto de estudio es un modelo "9020PV". Sus condiciones operativas se encuentran en la siguiente tabla (Sandoval, 2019):

Tabla 8.*Condiciones de operación bomba de glicol.*

# Modelo	capacidad (Gal/hora)		Rata (SPM)		Presión de operación (Psig)	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
9020PV	27	90	12	40	300	2000

Los componentes anteriormente mencionados son los que hacen parte de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG, objeto de estudio.

En el apéndice 1, se muestra la matriz de causa-efecto (Peña & Quintero, 2024) para los cambios que se generan en algunas variables operativas asociadas a estos componentes.

3. Análisis estadístico de las condiciones de operación vs. condiciones de diseño de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG del caso de estudio.

Se realizó un análisis estadístico de variables de presión y temperatura de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG, para determinar las actuales condiciones de operación de la planta Vs. las condiciones de diseño inicial, con el objetivo de identificar desviaciones del proceso y generar un diagnóstico. En el apéndice 2, se muestra el estudio realizado donde se emplearon datos desde agosto del 2022 hasta el 2023.

Con los datos de caudal de gas (MMSCFD), presión (PSI) y temperatura (°F), se realizaron graficas de tendencias.

Figura 14.

Tendencia de caudal de gas (MMSCFD) de la planta de deshidratación mediante absorción con TEG.

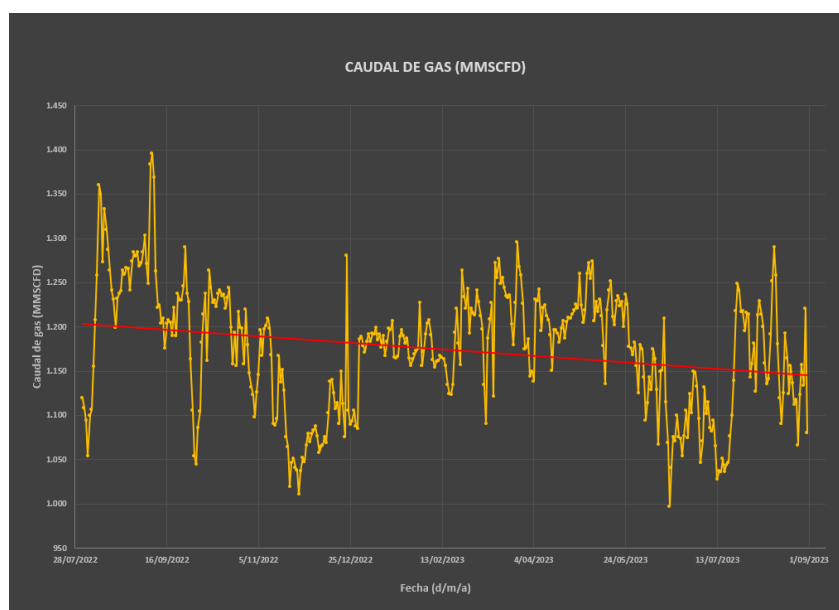


Figura 15.

Tendencia de presión (PSI), de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.

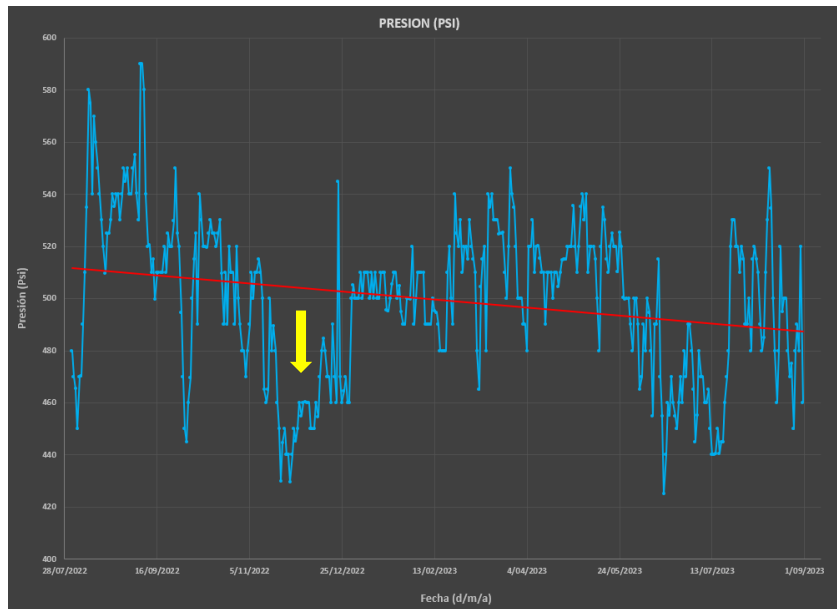


Figura 16.

Tendencia de temperatura (°F), de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.

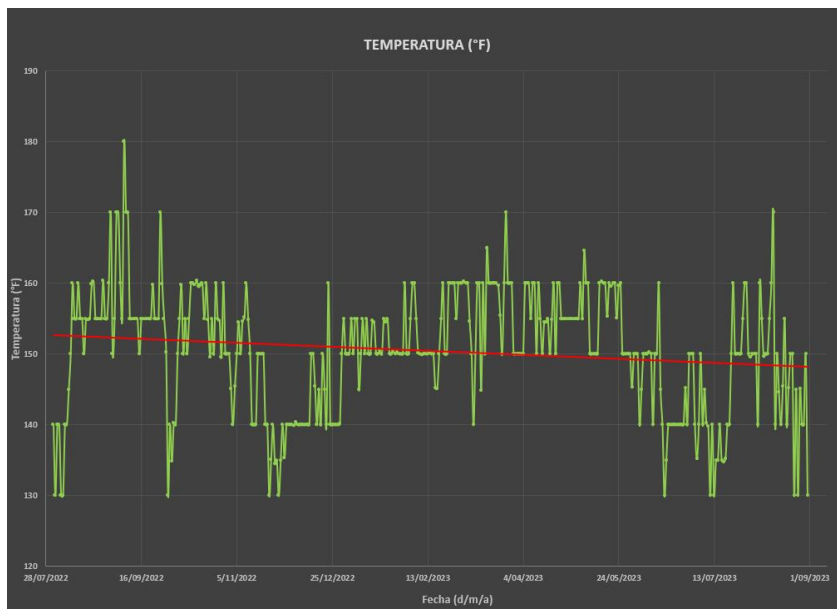
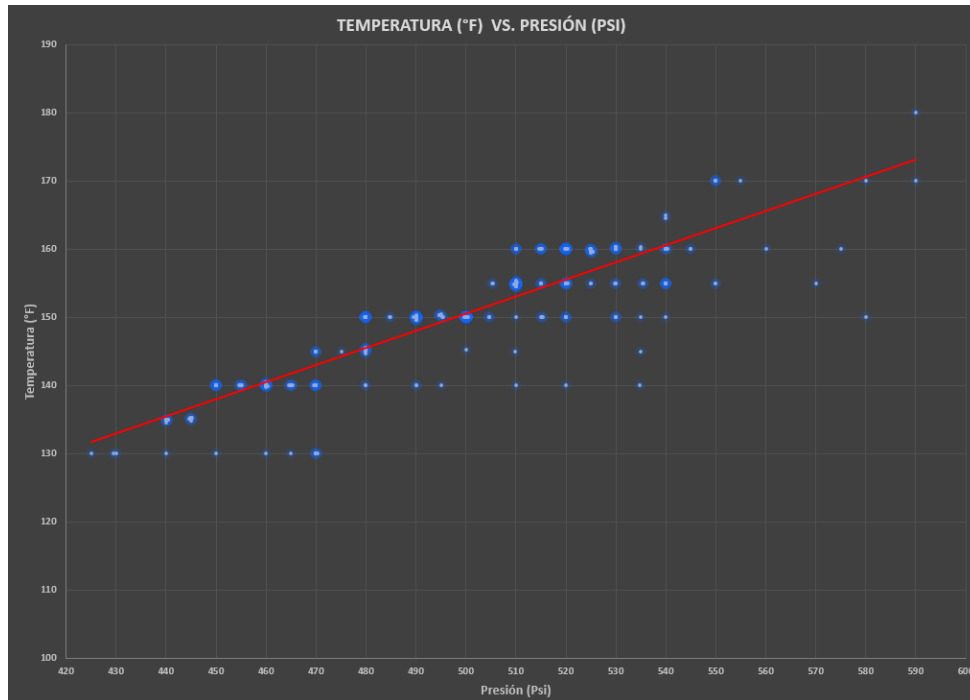


Figura 17.

Presión (PSI) Vs. temperatura (°F), de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.



De las gráficas anteriores se pueden resaltar las siguientes observaciones:

- La carga promedio de la planta de gas desde agosto del 2022 a agosto del 2023 fue de 1.2 MMSCFD (figura 14); en el diseño inicial de la planta se contempló tratar un caudal de gas de 4 MMSCFD.
- El promedio de presión de entrada de gas a la planta desde agosto del 2022 a agosto del 2023 fue de 500 Psi (figura 15), inicialmente se había realizado un diseño para manejar una presión de 750 Psi, teniendo una disminución en la variable mencionada.
- La temperatura de entrada del gas desde agosto del 2022 a agosto del 2023 tuvo un valor promedio de 150°F (figura 16).

- En la figura 17, se muestra la relación directamente proporcional que existe entre la temperatura y la presión del gas de entrada.

De acuerdo con lo expuesto, se realizó comparación del caudal de gas, presión y temperatura de diseño inicial Vs. las variables de operación actual. En la tabla 9 se detalla la información.

Tabla 9.

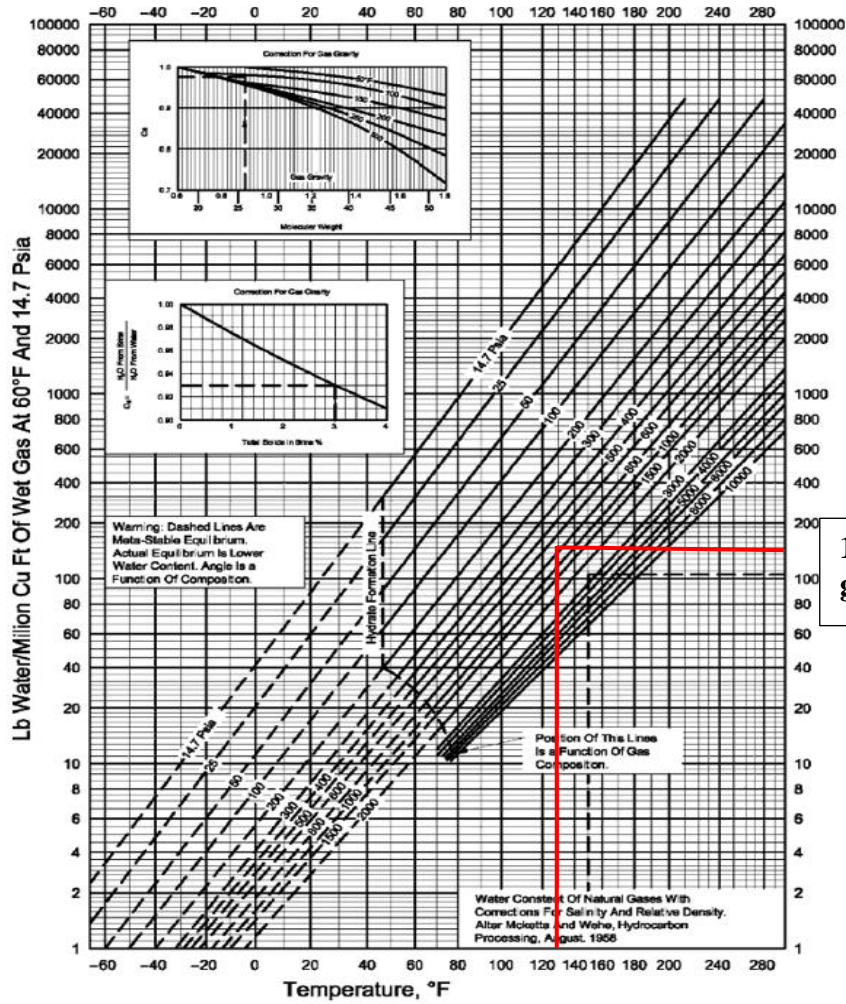
Variables de diseño inicial Vs. operación actual de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.

Condiciones de diseño	
Presión (Psi)	750
Temperatura (°F)	130
Contenido de H ₂ O a la entrada (Lb/MMSCFD)	160
Contenido de H ₂ O del gas a la salida (Lb/MMSCFD)	15
Caudal de diseño del gas (MMSCFD)	4
Condiciones de operación	
Presión (Psi)	500
Temperatura (°F)	120-150
Caudal de operación (MMSCFD)	1,2

De acuerdo con los datos anteriores y literatura existente, se procedió emplear de la gráfica de McKetta-Wehe, para hallar las Lb H₂O/MMSCFD a la presión de diseño de 750 PSI y temperatura de diseño de 130 °F.

Figura 18.

LB de H₂O/MMSCFD a condiciones de diseño



160 lb H₂O/MMSCFD de gas seco

Nota. Tomado de: Stewart, M, & Arnold, K, (2011), Dehydration considerations, *Gas Dehydration Field Manual*.

A continuación, se muestra una tabla resumen con los cálculos efectuados:

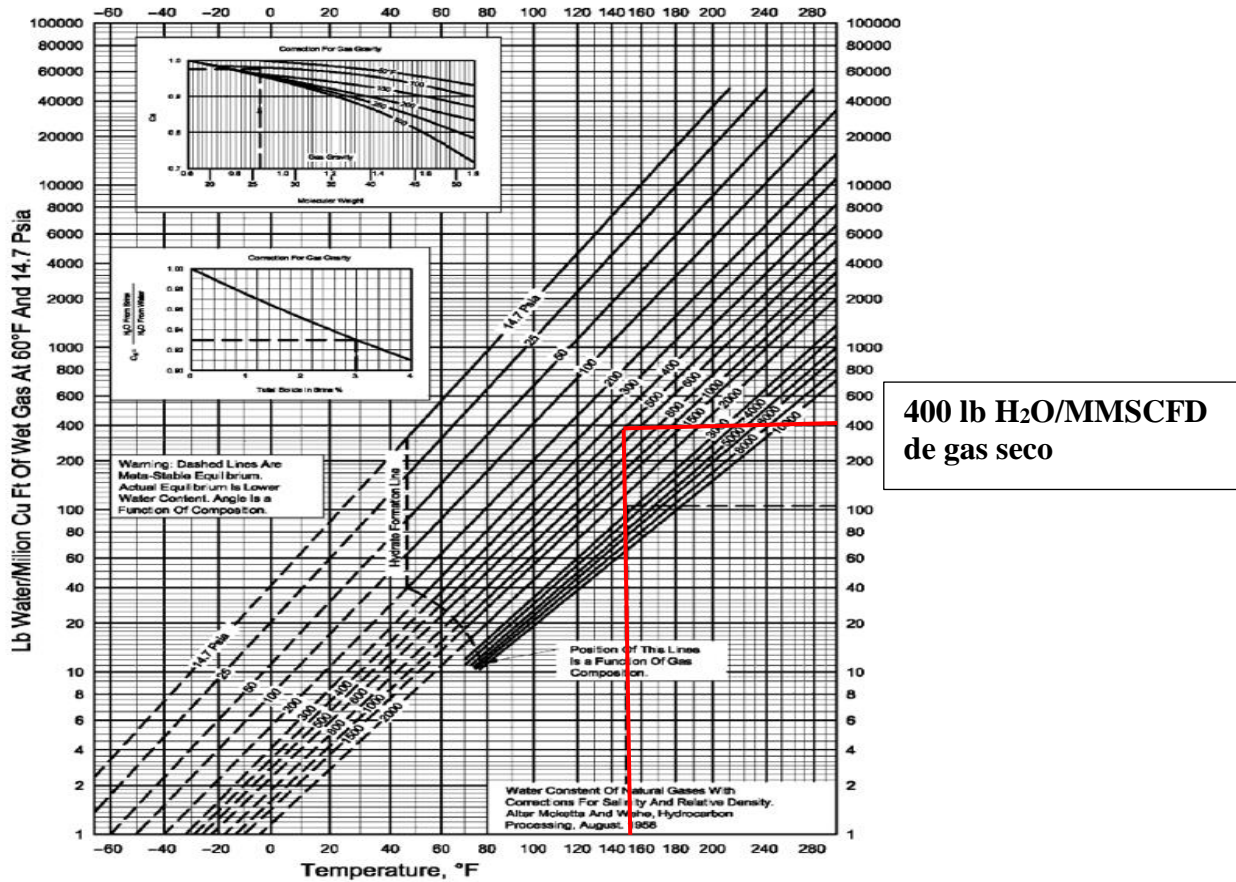
Tabla 10.*Cálculos de Lb H₂O removida para 4 MMSFD.*

Condiciones de diseño	
Presión (Psi)	750
Temperatura (°F)	130
Contenido de H ₂ O del gas a la salida (Lb/MMSCFD)	15
Caudal de diseño del gas (MMSCFD)	4
Condiciones Calculadas	
Contenido de H ₂ O del gas de entrada según McKetta-Wehe (Lb/MMSCFD)	160
Balance de contenido de H ₂ O (Lb/MMSCFD).	145
Lb H ₂ O removida para 4 MMSCFD	580

A continuación, se emplea nuevamente la gráfica de McKetta-Wehe, para hallar las Lb H₂O/MMSCFD a la presión de operación de 500 PSI y temperatura de operación de 150 °F.

Figura 19.

LB de H₂O/MMSCFD a condiciones de operación.



Nota. Tomado de: Stewart, M, & Arnold, K, (2011), Deshydration considerations, *Gas Dehydration Field Manual*.

A continuación, se muestra una tabla resumen con los cálculos efectuados:

Tabla 11.

Cálculos de Lb H₂O removida para 1.2 MMSFD.

Condiciones de operación	
Presión (Psi)	500
Temperatura (°F)	150
Contenido de H ₂ O del gas a la salida (Lb/MMSCFD)	15
Caudal de operación (MMSCFD)	1,2
Condiciones Calculadas	
Contenido de H ₂ O del gas de entrada según McKetta-Wehe (Lb/MMSCFD)	400
Balance de contenido de H ₂ O (Lb/MMSCFD).	385
Lb H ₂ O removida para 1.2 MMSCFD	462

Después de realizar los cálculos anteriores y considerando que la unidad de deshidratación conserva la capacidad de absorber la cantidad de agua para lo que fue diseñada; se procede a verificar el caudal de gas que podría tratarse, de acuerdo con las nuevas condiciones de operación.

Tabla 12.

Calculo de la capacidad de tratamiento de la planta de gas mediante absorción con TEG con las nuevas condiciones.

Capacidad de tratamiento en la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG	
Lb/MMSCFD a condiciones de operación	385
Lb de H ₂ O removida para 4 MMSCFD	580
Capacidad de gas que se puede tratar en la planta (MMSCFD)	1,5

De acuerdo con la tabla anterior y efectuando el cálculo, el caudal máximo al que podría trabajar la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG, es de **1,5 MMSCFD**, por

lo que se presenta una reducción de la capacidad del caudal de gas que se puede tratar de 4 MMSCFD a 1,5 MMSCFD; sin embargo, como el caudal actual de gas de entrada es 1,2 MMSCFD, la planta se encuentra dentro de los rangos operativos de producción.

4. Conclusiones

Tomando en cuenta las consideraciones por diseño del gas a la entrada del proceso de absorción (4 MMSCFD; 750 psi; 130 °F; 160 Lb H₂O / MMSCFD) y la cantidad de vapor de agua proyectada por diseño en el gas deshidratado (15 Lb H₂O / MMSCFD), se puede inferir que la unidad puede absorber hasta 145 Lb H₂O / MMSCFD.

Las actuales condiciones de operación en presión y temperatura del gas entrada al proceso de absorción (500 psi; 150 °F) generan un cambio significativo en la cantidad vapor de agua presente (400 Lb H₂O / MMSCFD), lo que conlleva a un aumento de 2,5 veces la fracción de agua presente en relación con el diseño inicial, ocasionando una disminución de la cantidad de gas total a tratar en la planta de deshidratación, considerando como constante la cantidad de agua a remover.

Partiendo de la cantidad de vapor de agua a remover por la unidad de deshidratación (580 Lb H₂O / MMSCFD) y las nuevas condiciones en presión y temperatura del gas entrada (500 psi; 150 °F) se puede estimar que el máximo flujo a procesar sería de 1,5 MMSCFD, lo que indica que el cambio de presión y temperatura del gas afectaron la capacidad de la unidad en términos de flujo de gas en aproximadamente 62,5%.

5. Recomendaciones

Se recomienda realizar simulaciones en software de procesos, incluyendo casos de estudio, con el objetivo de escoger el mejor escenario que permita optimizar la remoción de H₂O del gas de entrada.

Se recomienda revisar el dimensionamiento de la bomba de glicol y las tasas de circulación, que garanticen la remoción adecuada de H₂O.

Si en un futuro se pretende la inclusión de un volumen adicional de gas en la planta de deshidratación mediante absorción con TEG, se recomienda realizar análisis de la capacidad hidráulica de la torre de absorción.

Referencias Bibliográficas

- Comisión de regulación de energía y gas, CREG. (1999) *Resolución 071*. Especificaciones de calidad del gas natural en el punto de entrada del sistema nacional de transporte de gas
- Exterran, Energy solution, L.P (2019), Glicol dehydration units, *Operation manual*.
- Peña, S, & Quintero, D. (2024), *ARO Air Cooler, Sep V, filtro*.
- Peña, S, & Quintero, D. (2024), *ARO unidad de deshidratación*
- Ribón, H, M, Santos, N, S, & Cancino, O, P, O, (2010), Métodos de deshidratación de gas natural, *Revista fuentes, 8*.
- Sandoval, C, (2019), Descripción del proceso y componentes de la unidad de deshidratación, *Manual Kimray*.
- Stewart, M, & Arnold, K, (2011), Deshydration considerations, *Gas Dehydration Field Manual*.
- Stewart, M, & Arnold, K, (2011), Hydrate Prediction and Prevention, *Gas Dehydration Field Manual*.
- Vega, J, & Marmol, D, (2019), Sistema de deshidratación de gas con unidad de trietilenglicol, *Manual, Filosofía de operación*.

Apéndices

Apéndice A. Matriz de causa-efecto, para las variables de la unidad de deshidratación mediante absorción con TEG.

Ver documento adjunto

Apéndice B. Caudal de gas (MMSCFD), presión (PSI) y temperatura (°F) de la planta de deshidratación mediante absorción con TEG.

Fecha	Caudal de gas (MMSCFD)	Presión (PSI)	Temperatura (°F)
1/08/2022	1.120	480	140
2/08/2022	1.108	470	130
3/08/2022	1.095	465	140
4/08/2022	1.054	450	140
5/08/2022	1.101	470	130
6/08/2022	1.106	470	130
7/08/2022	1.155	490	140
8/08/2022	1.208	510	140
9/08/2022	1.259	535	145
10/08/2022	1.360	580	150
11/08/2022	1.350	575	160
12/08/2022	1.273	540	155
13/08/2022	1.334	570	155
14/08/2022	1.310	560	160
15/08/2022	1.288	550	155
16/08/2022	1.264	540	155
17/08/2022	1.241	530	150
18/08/2022	1.232	520	155
19/08/2022	1.199	510	155
20/08/2022	1.232	525	155

Fecha	Caudal de gas (MMSCFD)	Presión (PSI)	Temperatura (°F)
21/08/2022	1.238	525	160
22/08/2022	1.241	530	160
23/08/2022	1.264	540	155
24/08/2022	1.260	535	155
25/08/2022	1.267	540	155
26/08/2022	1.266	540	155
27/08/2022	1.242	530	160
28/08/2022	1.275	540	155
29/08/2022	1.285	550	155
30/08/2022	1.280	545	160
31/08/2022	1.284	550	170
1/09/2022	1.268	540	150
2/09/2022	1.272	540	155
3/09/2022	1.284	550	170
4/09/2022	1.303	555	170
5/09/2022	1.271	540	160
6/09/2022	1.249	530	155
7/09/2022	1.383	590	180
8/09/2022	1.396	590	170
9/09/2022	1.369	580	170
10/09/2022	1.263	540	155
11/09/2022	1.222	520	155
12/09/2022	1.225	520	155
13/09/2022	1.204	510	155
14/09/2022	1.209	515	155
15/09/2022	1.176	500	150
16/09/2022	1.204	510	155
17/09/2022	1.207	510	155
18/09/2022	1.205	510	155
19/09/2022	1.190	510	155
20/09/2022	1.221	520	155
21/09/2022	1.190	510	155
22/09/2022	1.238	525	160
23/09/2022	1.231	520	155
24/09/2022	1.230	520	155
25/09/2022	1.247	530	155
26/09/2022	1.290	550	170
27/09/2022	1.238	525	160
28/09/2022	1.229	520	155

Fecha	Caudal de gas (MMSCFD)	Presión (PSI)	Temperatura (°F)
29/09/2022	1.164	495	150
30/09/2022	1.106	470	130
1/10/2022	1.055	450	140
2/10/2022	1.045	445	135
3/10/2022	1.086	460	140
4/10/2022	1.105	470	140
5/10/2022	1.183	500	150
6/10/2022	1.214	515	155
7/10/2022	1.237	525	160
8/10/2022	1.161	490	150
9/10/2022	1.264	540	155
10/10/2022	1.244	530	150
11/10/2022	1.227	520	155
12/10/2022	1.230	520	160
13/10/2022	1.223	520	160
14/10/2022	1.238	525	160
15/10/2022	1.242	530	160
16/10/2022	1.235	525	160
17/10/2022	1.237	525	160
18/10/2022	1.221	520	160
19/10/2022	1.233	525	155
20/10/2022	1.244	530	160
21/10/2022	1.199	510	155
22/10/2022	1.158	490	150
23/10/2022	1.194	510	155
24/10/2022	1.156	490	150
25/10/2022	1.217	520	160
26/10/2022	1.200	510	155
27/10/2022	1.198	510	155
28/10/2022	1.158	490	150
29/10/2022	1.220	520	160
30/10/2022	1.179	500	150
31/10/2022	1.148	490	150
1/11/2022	1.132	480	150
2/11/2022	1.123	480	145
3/11/2022	1.098	470	140
4/11/2022	1.126	480	145
5/11/2022	1.146	490	150
6/11/2022	1.197	510	155

Fecha	Caudal de gas (MMSCFD)	Presión (PSI)	Temperatura (°F)
7/11/2022	1.168	500	150
8/11/2022	1.198	510	155
9/11/2022	1.201	510	155
10/11/2022	1.210	515	160
11/11/2022	1.199	510	155
12/11/2022	1.168	500	150
13/11/2022	1.091	465	140
14/11/2022	1.089	460	140
15/11/2022	1.097	465	140
16/11/2022	1.168	500	150
17/11/2022	1.138	480	150
18/11/2022	1.152	490	150
19/11/2022	1.128	480	150
20/11/2022	1.075	460	140
21/11/2022	1.065	450	140
22/11/2022	1.020	430	130
23/11/2022	1.046	445	135
24/11/2022	1.051	450	140
25/11/2022	1.041	440	135
26/11/2022	1.038	440	135
27/11/2022	1.011	430	130
28/11/2022	1.037	440	135
29/11/2022	1.052	450	140
30/11/2022	1.048	445	135
1/12/2022	1.067	450	140
2/12/2022	1.080	460	140
3/12/2022	1.070	455	140
4/12/2022	1.079	460	140
5/12/2022	1.083	460	140
6/12/2022	1.087	460	140
7/12/2022	1.077	460	140
8/12/2022	1.058	450	140
9/12/2022	1.065	450	140
10/12/2022	1.066	450	140
11/12/2022	1.076	460	140
12/12/2022	1.070	455	140
13/12/2022	1.103	470	140
14/12/2022	1.138	480	150
15/12/2022	1.141	485	150

Fecha	Caudal de gas (MMSCFD)	Presión (PSI)	Temperatura (°F)
16/12/2022	1.126	480	145
17/12/2022	1.107	470	140
18/12/2022	1.114	470	145
19/12/2022	1.090	460	140
20/12/2022	1.150	490	150
21/12/2022	1.113	470	145
22/12/2022	1.076	460	140
23/12/2022	1.280	545	160
24/12/2022	1.106	470	140
25/12/2022	1.090	460	140
26/12/2022	1.093	465	140
27/12/2022	1.106	470	140
28/12/2022	1.088	460	140
29/12/2022	1.085	460	140
30/12/2022	1.186	500	150
31/12/2022	1.189	505	155
1/01/2023	1.179	500	150
2/01/2023	1.172	500	150
3/01/2023	1.183	500	150
4/01/2023	1.192	510	155
5/01/2023	1.184	500	150
6/01/2023	1.193	510	155
7/01/2023	1.192	510	155
8/01/2023	1.200	510	145
9/01/2023	1.185	500	150
10/01/2023	1.192	510	155
11/01/2023	1.177	500	150
12/01/2023	1.190	510	155
13/01/2023	1.168	500	150
14/01/2023	1.184	500	150
15/01/2023	1.198	510	155
16/01/2023	1.197	510	155
17/01/2023	1.207	510	150
18/01/2023	1.166	495	150
19/01/2023	1.165	495	150
20/01/2023	1.167	500	150
21/01/2023	1.189	505	155
22/01/2023	1.196	510	155
23/01/2023	1.190	510	155

Fecha	Caudal de gas (MMSCFD)	Presión (PSI)	Temperatura (°F)
24/01/2023	1.182	500	150
25/01/2023	1.188	505	150
26/01/2023	1.164	495	150
27/01/2023	1.156	490	150
28/01/2023	1.163	490	150
29/01/2023	1.169	500	150
30/01/2023	1.173	500	150
31/01/2023	1.176	500	150
1/02/2023	1.227	520	160
2/02/2023	1.156	490	150
3/02/2023	1.172	500	150
4/02/2023	1.191	510	155
5/02/2023	1.204	510	160
6/02/2023	1.208	510	160
7/02/2023	1.191	510	155
8/02/2023	1.163	490	150
9/02/2023	1.155	490	150
10/02/2023	1.160	490	150
11/02/2023	1.162	490	150
12/02/2023	1.167	500	150
13/02/2023	1.165	495	150
14/02/2023	1.164	495	150
15/02/2023	1.156	490	150
16/02/2023	1.135	480	150
17/02/2023	1.125	480	145
18/02/2023	1.124	480	145
19/02/2023	1.135	480	150
20/02/2023	1.194	510	155
21/02/2023	1.221	520	160
22/02/2023	1.181	500	150
23/02/2023	1.157	490	150
24/02/2023	1.264	540	160
25/02/2023	1.234	525	160
26/02/2023	1.221	520	160
27/02/2023	1.243	530	160
28/02/2023	1.192	510	155
1/03/2023	1.221	520	160
2/03/2023	1.215	520	160
3/03/2023	1.214	515	160

Fecha	Caudal de gas (MMSCFD)	Presión (PSI)	Temperatura (°F)
4/03/2023	1.241	530	160
5/03/2023	1.228	520	160
6/03/2023	1.212	515	160
7/03/2023	1.197	510	155
8/03/2023	1.135	480	150
9/03/2023	1.091	465	140
10/03/2023	1.187	505	150
11/03/2023	1.208	515	160
12/03/2023	1.227	520	160
13/03/2023	1.121	480	145
14/03/2023	1.272	540	160
15/03/2023	1.256	535	150
16/03/2023	1.277	540	165
17/03/2023	1.249	530	160
18/03/2023	1.255	530	160
19/03/2023	1.244	530	160
20/03/2023	1.235	525	160
21/03/2023	1.233	525	160
22/03/2023	1.236	525	160
23/03/2023	1.203	510	155
24/03/2023	1.180	500	150
25/03/2023	1.228	520	160
26/03/2023	1.296	550	170
27/03/2023	1.268	540	160
28/03/2023	1.259	535	160
29/03/2023	1.226	520	160
30/03/2023	1.175	500	150
31/03/2023	1.177	500	150
1/04/2023	1.186	500	150
2/04/2023	1.144	490	150
3/04/2023	1.150	490	150
4/04/2023	1.139	480	150
5/04/2023	1.231	520	160
6/04/2023	1.229	520	160
7/04/2023	1.243	530	160
8/04/2023	1.195	510	155
9/04/2023	1.222	520	160
10/04/2023	1.224	520	160
11/04/2023	1.213	515	150

Fecha	Caudal de gas (MMSCFD)	Presión (PSI)	Temperatura (°F)
12/04/2023	1.208	510	160
13/04/2023	1.191	510	155
14/04/2023	1.151	490	150
15/04/2023	1.196	510	155
16/04/2023	1.196	510	155
17/04/2023	1.193	510	155
18/04/2023	1.183	500	150
19/04/2023	1.199	510	155
20/04/2023	1.207	510	160
21/04/2023	1.187	505	150
22/04/2023	1.206	510	160
23/04/2023	1.211	515	160
24/04/2023	1.210	515	155
25/04/2023	1.214	515	155
26/04/2023	1.219	520	155
27/04/2023	1.225	520	155
28/04/2023	1.221	520	155
29/04/2023	1.260	535	155
30/04/2023	1.225	520	155
1/05/2023	1.205	510	155
2/05/2023	1.219	520	155
3/05/2023	1.260	535	155
4/05/2023	1.273	540	160
5/05/2023	1.254	530	155
6/05/2023	1.274	540	165
7/05/2023	1.206	510	160
8/05/2023	1.228	520	160
9/05/2023	1.217	520	150
10/05/2023	1.231	520	150
11/05/2023	1.212	515	150
12/05/2023	1.179	500	150
13/05/2023	1.136	480	150
14/05/2023	1.219	520	160
15/05/2023	1.241	535	160
16/05/2023	1.252	530	160
17/05/2023	1.212	515	160
18/05/2023	1.203	510	155
19/05/2023	1.230	520	160
20/05/2023	1.235	525	160

Fecha	Caudal de gas (MMSCFD)	Presión (PSI)	Temperatura (°F)
21/05/2023	1.224	520	160
22/05/2023	1.228	520	160
23/05/2023	1.200	510	155
24/05/2023	1.236	525	160
25/05/2023	1.225	520	160
26/05/2023	1.177	500	150
27/05/2023	1.176	500	150
28/05/2023	1.168	500	150
29/05/2023	1.183	500	150
30/05/2023	1.157	490	150
31/05/2023	1.125	480	145
1/06/2023	1.180	500	150
2/06/2023	1.175	500	150
3/06/2023	1.143	490	150
4/06/2023	1.094	465	140
5/06/2023	1.114	470	145
6/06/2023	1.143	490	150
7/06/2023	1.129	480	150
8/06/2023	1.175	500	150
9/06/2023	1.164	495	150
10/06/2023	1.129	480	150
11/06/2023	1.068	455	140
12/06/2023	1.149	490	150
13/06/2023	1.151	490	150
14/06/2023	1.209	515	160
15/06/2023	1.115	470	145
16/06/2023	1.069	455	140
17/06/2023	997	425	130
18/06/2023	1.041	440	135
19/06/2023	1.076	460	140
20/06/2023	1.071	455	140
21/06/2023	1.100	470	140
22/06/2023	1.076	460	140
23/06/2023	1.073	455	140
24/06/2023	1.055	450	140
25/06/2023	1.077	460	140
26/06/2023	1.106	470	140
27/06/2023	1.075	460	140
28/06/2023	1.124	480	145

Fecha	Caudal de gas (MMSCFD)	Presión (PSI)	Temperatura (°F)
29/06/2023	1.102	470	140
30/06/2023	1.150	490	150
1/07/2023	1.148	490	150
2/07/2023	1.133	480	150
3/07/2023	1.096	465	140
4/07/2023	1.047	445	135
5/07/2023	1.071	455	140
6/07/2023	1.132	480	150
7/07/2023	1.102	470	140
8/07/2023	1.115	470	145
9/07/2023	1.086	460	140
10/07/2023	1.082	460	140
11/07/2023	1.094	465	130
12/07/2023	1.065	450	140
13/07/2023	1.028	440	130
14/07/2023	1.038	440	135
15/07/2023	1.036	440	135
16/07/2023	1.052	450	140
17/07/2023	1.036	440	135
18/07/2023	1.044	445	135
19/07/2023	1.047	445	135
20/07/2023	1.077	460	140
21/07/2023	1.100	470	140
22/07/2023	1.139	480	150
23/07/2023	1.218	520	160
24/07/2023	1.249	530	150
25/07/2023	1.241	530	150
26/07/2023	1.217	520	150
27/07/2023	1.218	520	150
28/07/2023	1.195	510	155
29/07/2023	1.216	520	160
30/07/2023	1.214	515	160
31/07/2023	1.143	490	150
1/08/2023	1.158	490	150
2/08/2023	1.182	500	150
3/08/2023	1.127	480	150
4/08/2023	1.213	515	150
5/08/2023	1.230	520	140
6/08/2023	1.214	515	160

Fecha	Caudal de gas (MMSCFD)	Presión (PSI)	Temperatura (°F)
7/08/2023	1.200	510	155
8/08/2023	1.159	490	150
9/08/2023	1.136	480	150
10/08/2023	1.141	485	150
11/08/2023	1.192	510	155
12/08/2023	1.251	530	160
13/08/2023	1.290	550	170
14/08/2023	1.258	535	140
15/08/2023	1.181	500	150
16/08/2023	1.120	480	145
17/08/2023	1.090	460	140
18/08/2023	1.126	480	145
19/08/2023	1.193	520	155
20/08/2023	1.165	495	140
21/08/2023	1.125	500	145
22/08/2023	1.156	500	150
23/08/2023	1.137	480	150
24/08/2023	1.112	470	130
25/08/2023	1.118	475	145
26/08/2023	1.067	450	130
27/08/2023	1.123	480	145
28/08/2023	1.157	490	140
29/08/2023	1.134	480	140
30/08/2023	1.221	520	150
31/08/2023	1.080	460	130
Promedio	1.175	500	150