

Definición de las nuevas condiciones de presión y temperatura para el manejo de un volumen adicional de gas en una planta de deshidratación mediante absorción con TEG garantizando la eficiencia del proceso.

Leidy Katherine Vargas Ramírez

Trabajo de aplicación para optar al título de Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas, énfasis en ingeniería de gas y procesos

Director

Manuel Enrique Cabarcas Simancas

Magister en Ingeniería de Petróleos y gas

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleos y gas

Bucaramanga

2025

Contenido

	Pág.
Introducción	11
1. Procesos de deshidratación de gas natural	13
1.1 Importancia de la deshidratación de gas natural y la Influencia del contenido de agua en su calidad y rendimiento.....	13
1.2 Principales métodos de deshidratación utilizados en la industria del gas natural.....	16
1.2.1 Procesos de adsorción con sólidos.....	16
1.2.2 Proceso de deshidratación por condensación.....	18
1.2.3 Deshidratación por absorción con glicoles	19
1.2.3.1 Efecto de las variables fisicoquímicas en el proceso de deshidratación del gas mediante absorción con TEG.	21
2. Descripción del proceso actual de deshidratación de gas mediante absorción con TEG, de la planta objeto de estudio	27
2.1 Proceso de absorción.....	28
2.2 Proceso de regeneración	29
2.3 Equipos de proceso, variables de diseño y de operación.	30
2.3.1 Aeroenfriador (E-100).....	31
2.3.2 Separador vertical (V-100):.....	32
2.3.3 Filtro de coalescencia (V-102)	33
2.3.4 Torre absorbedora/contactora (T-100).....	33
2.3.5 Unidad regeneradora de glicol.....	34

2.4 Selección y características del TEG utilizado en el proceso.....	35
2.5 Parámetros de operación y de diseño de la unidad de deshidratación mediante absorción con TEG.....	36
2.6 Desempeño y eficiencia y de la unidad de deshidratación mediante absorción con TEG.....	39
2.7 Desafíos y mejoras potenciales de la unidad de deshidratación mediante absorción con TEG.....	40
3. Proyecciones de deshidratación de gas de acuerdo con la campaña de perforación	42
3.1 Proyecciones de condiciones operativas.....	42
3.1.1 Propiedades estimadas “Pozo 1”.....	43
3.1.2 Propiedades estimadas “Pozo 2”.....	43
3.1.3 Propiedades estimadas “Pozo 3”.....	44
3.1.4 Propiedades estimadas “Pozo 4”.....	44
3.1.5 Propiedades estimadas “Pozo 5”.....	45
3.1.6 Propiedades estimadas “Pozo 6”.....	46
3.2 Análisis de las proyecciones de producción de gas y su impacto en las operaciones de la planta de deshidratación.....	46
3.3 Evaluación de variables críticas.....	48
3.3.1 Temperatura	48
3.3.2 Presión.....	49
3.3.3 Caudal de gas	49
3.4 Escenarios futuros y planificación estratégica.....	50
3.4.1 Propuesta de escenarios alternativos de acuerdo a las proyecciones de producción de gas	50
3.4.2 Identificación de posibles puntos de estrés en la planta de deshidratación de gas	51

4. Simulación del proceso de deshidratación con TEG	53
4.1 Desarrollo del modelo de simulación en Aspen HYSYS ®	53
4.1.1 Premisas y criterios de diseño	53
4.1.2 Modelamiento de operación de la planta	55
4.1.3 Descripción general del proceso	57
4.2 Evaluación de las condiciones de operación actual Vs. condiciones de operación proyectadas	59
4.2.1 Proceso de deshidratación actual Vs. proceso de deshidratación con las nuevas condiciones	59
4.2.2 Proceso de regeneración de TEG actual Vs. proceso de regeneración de TEG con las nuevas condiciones	62
5. Análisis paramétrico del proceso de deshidratación con TEG.....	66
5.1 Selección de parámetros relevantes en la deshidratación del gas	66
5.1.1 Análisis del sistema de absorción	67
5.1.2 Análisis del sistema de regeneración	70
6. Recomendaciones técnicas para optimizar la deshidratación con TEG de la planta objeto de estudio	73
7. Análisis costo-beneficio para optimizar la deshidratación con TEG de la planta objeto de estudio.....	81
8. Conclusiones	82
9. Recomendaciones	84
Referencias Bibliográficas	85

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Especificaciones del gas natural en Colombia.....	13
Tabla 2. Propiedades físicas de los desecantes.	16
Tabla 3. Equilibrium water Dew point (°F) Vs. Concentración de glicol (WT, % TEG).	23
Tabla 4. Condiciones de diseño y operación del Aeroenfriador	32
Tabla 5. Condiciones de diseño y de operación del separador vertical.	32
Tabla 6. Condiciones de diseño y de operación del filtro de coalescencia.	33
Tabla 7. Condiciones de diseño y de operación de la torre absorbadora/contactora	34
Tabla 8. Condiciones de diseño y de operación del rehervidor	34
Tabla 9. Condiciones de operación bomba de glicol.	35
Tabla 10. Características del TEG utilizado en el proceso.	35
Tabla 11. Variables de diseño inicial Vs. operación actual de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.....	39
Tabla 12. Condiciones de pozos de la campaña de perforación	42
Tabla 13. Propiedades estimadas asociadas al pozo 1	43
Tabla 14. Propiedades estimadas asociadas al pozo 2	43
Tabla 15. Propiedades estimadas asociadas al pozo 3	44
Tabla 16. Propiedades estimadas asociadas al pozo 4	45
Tabla 17. Propiedades estimadas asociadas al pozo 5	45
Tabla 18. Propiedades estimadas asociadas al pozo 6	46

Tabla 19. Condiciones de operación actual Vs. Condiciones con proyecciones a futuro de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.....	50
Tabla 20. Composición del gas húmedo para escenario actual y nuevas condiciones.....	55
Tabla 21. Especificaciones de equipos de planta de deshidratación.....	56
Tabla 22. Comparación datos obtenidos de los dos escenarios operativos del proceso de deshidratación	59
Tabla 23. Comparación datos obtenidos de los dos escenarios operativos del proceso de absorción.	64
Tabla 24. Resultados obtenidos escenario 1- Absorción.....	68
Tabla 25. Resultados obtenidos escenario 2- Absorción.....	68
Tabla 26. Resultados obtenidos escenario 1- Regeneración	71
Tabla 27. Resultados obtenidos escenario 2- Regeneración	72
Tabla 28. Variables seleccionadas para obtener un menor contenido de agua en el gas.....	73
Tabla 29. Condiciones operativas del condensador y rehervidor sin optimizar	76
Tabla 30. Condiciones operativas del condensador y reboiler optimizado.....	80
Tabla 31. Condiciones operativas finales de planta de deshidratación	81

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Proceso típico de gas natural	15
Figura 2. Proceso típico de adsorción.	17
Figura 3. Método de deshidratación por efecto Joule-Thompson y la inhibición de hidratos.....	19
Figura 4. Proceso típico de deshidratación mediante absorción con TEG.....	20
Figura 5. Equilibrium water Dew point (°F) Vs. Concentración de glicol (WT, % TEG)	24
Figura 6. Tasa de circulación del glicol Vs. descenso del punto de rocío (Dew point depression °F)	25
Figura 7. Sistemas de regeneración de TEG mejorados	26
Figura 8. Diagrama de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG	27
Figura 9. Imagen de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.....	31
Figura 10. Tendencia de caudal de gas (MMSCFD) de la planta de deshidratación mediante absorción con TEG.	36
Figura 11. Tendencia de presión (PSI), de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.	37
Figura 12. Tendencia de temperatura (°F), de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.	38
Figura 13. Simulación proceso actual de deshidratación mediante absorción con TEG	57
Figura 14. Transferencia de flujo másico en la torre - escenario actual (TEG 65.7 lb/h).....	60
Figura 15. Transferencia de flujo másico en la torre - escenario con condiciones actuales (TEG 65.7 lb/h).....	61

Figura 16. Flujo de calor en el intercambiador a condiciones actuales	62
Figura 17. Flujo de calor en el intercambiador a condiciones nuevas	63
Figura 18. Composición másica vs Número de platos – condiciones actuales.....	65
Figura 19. Composición másica vs Número de platos – condiciones nuevas	65
Figura 20. Análisis de variaciones en dos escenarios - Absorción	70
Figura 21. Torre de absorción condiciones nuevas sin optimizar	74
Figura 22. Torre de regeneración condiciones nuevas sin optimizar	75
Figura 23. Intercambiador de calor- condiciones nuevas sin optimizar	76
Figura 24. Contenido de agua en Gas deshidratado variando la temperatura de entrada del gas húmedo.....	78
Figura 25. Torre de absorción condiciones nuevas optimizadas.....	79
Figura 26. Torre de regeneración condiciones nuevas optimizadas.....	79
Figura 27. Intercambiador de calor condiciones nuevas optimizadas	80

Resumen

Título: Definición de las nuevas condiciones de presión y temperatura para el manejo de un volumen adicional de gas en una planta de deshidratación mediante absorción con TEG garantizando la eficiencia del proceso*

Autor: Leidy Katherine Vargas Ramírez**

Palabras claves: TEG

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. En la actualidad la planta de deshidratación mediante absorción con TEG se encuentra operando con un caudal de gas de 1,2 MMSCFD, una presión de 500 psi y una temperatura de 100 °F. Durante el año 2024 y 2025, se tiene planteado una campaña de perforación de pozos nuevos en la zona, por lo cual aumentará el volumen de gas a tratar en 2,1 MMSCFD.

De acuerdo a lo descrito, este estudio aborda el análisis de las condiciones actuales de operación y las nuevas condiciones, teniendo en cuenta el volumen adicional de gas que se va a incluir en el proceso, identificando las variables críticas que más afectan el desempeño de la operación, con el objetivo de generar recomendaciones técnicas que permitan la optimización y la eficiencia de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.

Las conclusiones principales, después de realizar la evaluación de la planta de deshidratación a condiciones actuales y con la inclusión de un volumen adicional de gas son:

- Se identificó un aumento significativo en el requerimiento energético desde 6509 Btu/h a 7265 Btu/h, debido al aumento del flujo de gas desde 1,2 MMSCFD a 2,1 MMSCFD.
- Según el análisis realizado se evidenció que la temperatura es la variable que más afecta en el despojo de la torre de regeneración. Para el estudio, se requiere disminuir la temperatura del gas a la entrada del sistema hasta 96,5°F para poder tener gas en especificaciones de calidad.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Maestría en ingeniería de petróleo y gas Director Manuel Enrique Cabarcas Magister en Ingeniería de petróleo y gas

Abstract

Title: Definition of the new conditions for pressure and temperatura for the management of an additional gas volume for a dehydration plant through triethylene glycol absorption guaranteeing the process efficiency*

Author: Leidy Katherine Vargas Ramírez**

Keywords: TEG

Description

In a Mid Magdalena mature oilfield, a dehydration plant was installed through triethylene glycol absorption, which has been operating for four years. The dehydration plant through triethylene glycol now is operating with a rate of 1,2 MMSCFD of gas, 500 psi and at 100 °F. It is planned during the years 2024 and 2025 a campaign of drilling new wells around the zone hence the gas volumen will increase to 2,1 MMSCFD for treatment.

In accordance with the above, this study addresses the analysis of the operation conditions and the new conditions, considering the additional gas volume to be included in the process, identifying the critical variables that mostly affect the operation performance with the objective of generating technical recommendations that allow the optimization and high efficiency of the gas dehydration plant through triethylene glycol absorption.

The main conclusions after performing the evaluation of the dehydration plant at the current conditions and with the additional gas volumen are:

- It was identified a significant increasing of the energy requirement from 6509 Btu/h to 7265 Btu/h because of the increasing gas flow from 1,2 MMSCFD to 2,1 MMSCFD.
- According to the analysis, it was identified that the temperature is the mostly affecting variable for the dispossession of the regeneration tower. For the study, it is required to decrease the gas temperatura at the inlet of the system to 96.5 °F to be able to have quality specifications.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Maestría en ingeniería de petróleo y gas Director Manuel Enrique Cabarcas Magister en Ingeniería de petróleo y gas

Introducción

La industria del gas natural enfrenta constantemente el reto de optimizar sus procesos de producción y tratamiento para reducir costos, satisfacer la demanda creciente y mejorar la eficiencia operativa. Las plantas de deshidratación de gas cumplen un papel fundamental, para eliminar la humedad del gas natural y asegurar el requerimiento de especificaciones para su transporte y comercialización. Sin embargo, el incremento en la producción de gas, implica un análisis de las condiciones actuales de operación y la capacidad de procesamiento para garantizar que la operación pueda mantener el incremento del volumen de gas, sin comprometer el rendimiento.

Este trabajo se enfoca en un estudio de la planta de deshidratación de gas en cuestión, con el objetivo de evaluar las condiciones actuales de operación, analizando el impacto y beneficio de aumentar el volumen de gas procesado de 1,2 MMSCFD¹ a 2,1 MMSCFD. La inclusión de este volumen adicional de gas presenta no solo un desafío técnico, sino también la oportunidad de mejorar la eficiencia y rentabilidad de la planta.

La metodología empleada incluye el análisis de las condiciones iniciales de la planta, identificando las variables críticas de proceso como presión, temperatura, evaluando los sistemas de separación y eliminación de agua. Posteriormente, se analizarán las modificaciones necesarias en las variables o equipos, para asegurar que el aumento en el volumen de gas, mantenga los estándares de calidad del gas deshidratado, mejorando la eficiencia y efectividad del proceso. Así mismo, se estimará el costo-beneficio resultado de la implementación del proyecto.

¹ MMSCFD: millones de pies cúbicos estándar día.

A continuación, se detallan los objetivos que se tuvieron en cuenta para el desarrollo del trabajo de aplicación:

Objetivo general

Optimizar el esquema operacional de una planta de deshidratación de gas con TEG en un campo maduro del Magdalena Medio, considerando las nuevas condiciones proyectadas para el año 2024 y 2025 debido a la campaña de perforación de pozos.

Objetivos específicos

Describir el proceso actual de deshidratación de gas con TEG en la planta del Magdalena medio, enfocándose en variables operativas clave, como caudal de gas, presión y temperatura, durante los últimos 2 años.

Analizar las nuevas condiciones de operación proyectadas para el 2024 y 2025, considerando su impacto en las variables críticas de temperatura, presión y caudal de gas en la planta de deshidratación con TEG.

Construir un modelo de simulación de procesos en HYSYS, que represente fielmente el funcionamiento actual de la planta y permita evaluar diversas modificaciones ante la inclusión de nuevos pozos, facilitando un análisis integral de los cambios en el proceso.

Realizar un análisis paramétrico utilizando el modelo de simulación en HYSYS, comparando las condiciones actuales de la planta con las proyectadas al incorporar pozos nuevos, identificando posibles limitaciones y áreas de mejora.

Analizar los resultados de las simulaciones para determinar las condiciones óptimas de operación que aseguren la eficiencia del proceso de deshidratación con TEG.

1. Procesos de deshidratación de gas natural

1.1 Importancia de la deshidratación de gas natural y la Influencia del contenido de agua en su calidad y rendimiento

El gas natural es una de las principales fuentes de energía y ha adquirido una gran importancia debido a que se considera una alternativa en la transición energética. Antes de su consumo, el gas natural debe ser procesado, ya que 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 la disminución del poder calorífico del gas, reducción de la eficiencia de la combustión, problemas de corrosión y la formación de hidratos en líneas de flujo, además de ser un requisito en las especificaciones de calidad establecidas para su venta o uso final (Ribón, Santos & Cancino, 2010).

Las especificaciones de distribución, establecen la concentración de agua permitida en el gas natural, teniendo en cuenta la temperatura del punto de rocío; estas especificaciones dependen de la región geográfica y para el caso de Colombia, se muestran en la tabla 1.

Tabla 1.

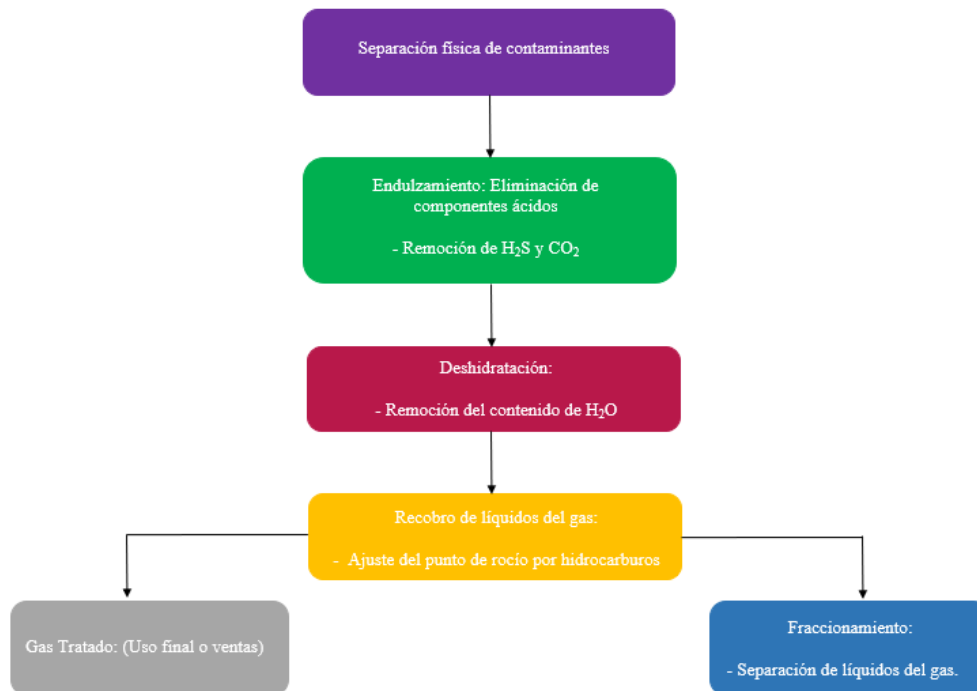
Especificaciones del gas natural en Colombia

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

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Ingles
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/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
Numero de Wobbe	Entre 46,6 MJ/M ³ y 52,7 MJ/M ³	Entre 1250 BTU/FT ³ y 1414,7 BTU/FT ³

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

Para cumplir con los estándares mencionados anteriormente, el gas natural debe pasar por varias etapas de procesamiento, las cuales se muestran en la figura 1.

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

Considerando el objetivo de este trabajo de aplicación, se hará énfasis en los fundamentos del proceso de deshidratación del gas natural empleando un solvente como el glicol y sus variantes.

1.2 Principales métodos de deshidratación utilizados en la industria del gas natural

1.2.1 Procesos de adsorción con sólidos

El proceso de adsorción ocurre cuando el vapor de agua es retirado por un desecante sólido. En este método el agua se absorbe en un tamiz molecular de un lecho de sílica gel o de alúmina activa (Netusil & Ditl, 2011)

En la tabla 2 se muestran las propiedades físicas de los desecantes empleados en el proceso de adsorción con sólidos.

Tabla 2.

Propiedades físicas de los desecantes.

Propiedades	Sílica gel	Alúmina activada	Tamiz molecular
Área específica (m ² /g)	750-830	210	650-800
Volumen de poros (cm ³ /g)	0,4-0,45	0,21	0,27
Diámetro de poro (Å)	22	26	4,0-5,0
Capacidad de diseño	7,0-9,0	4,0-7,0	9,0-12
Densidad (kg/m ³)	721	800-880	690-720
Capacidad calorífica (J·kg ⁻¹ ·k ⁻¹)	920	240	200
Temperatura de regeneración (°C)	230	240	290
Calor de desorción (J)	3256	4183	3718

Nota. Tomado de: Michal Netusil, Pavel Ditl Comparación de tres métodos para la deshidratación de gas natural.

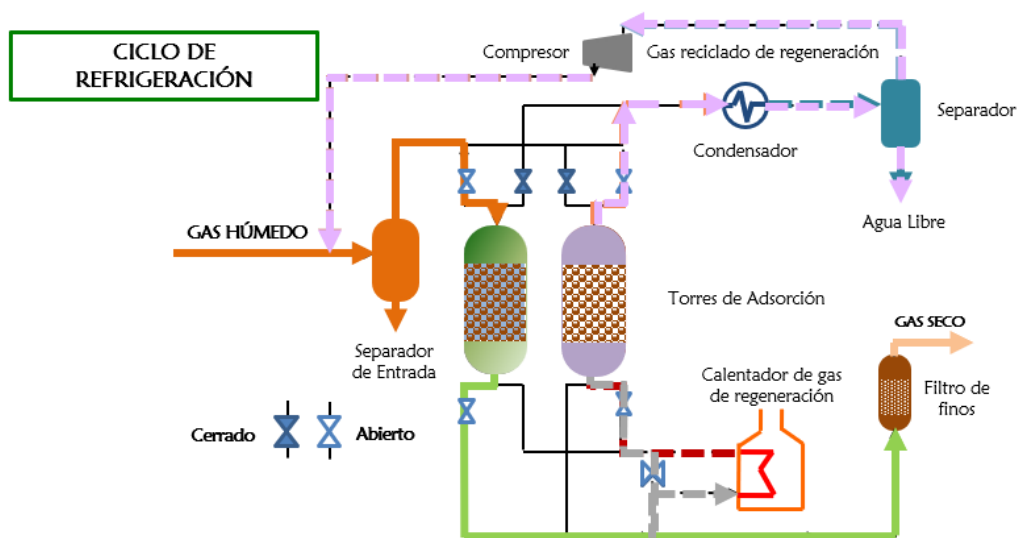
La deshidratación por adsorción utiliza mínimo 2 torres; una para deshidratar el gas y otra para regeneración. La regeneración se realiza mediante gas precalentado. El calentador puede ser un quemador normal o un intercambiador de calor de carcasa y tubos calentados por vapor o aceite

caliente. El gas de regeneración fluye a través del adsorbente hacia un enfriador y luego hacia un separador, donde se remueve la mayor parte de la humedad. Generalmente se aplica un flujo descendente de gas natural húmedo a través de la columna de adsorción, para evitar la flotación y canalización del adsorbente.

En la figura 2, se muestra el proceso típico de adsorción.

Figura 2.

Proceso típico de adsorción.



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

Kumar (1987), estudió la tendencia de la temperatura para la regeneración de tamices moleculares, explicándolo de la siguiente manera: el gas de regeneración de entrada calienta la columna y el adsorbente con una temperatura de alrededor de 120°C. La humedad adsorbida comienza a evaporarse de los poros, el adsorbente continúa calentándose más lentamente, hasta alcanzar una temperatura de 140° C. En este punto se puede inferir que todo el contenido de agua ha sido desorbido. La regeneración se completa a una temperatura aproximada de 180°C a 190°C.

Después de este proceso, ocurre el enfriamiento del gas, cuya temperatura no se debe disminuir por debajo de 50°C para evitar la condensación del agua de refrigeración; finalmente el gas de regeneración se agrega nuevamente a la corriente procesada.

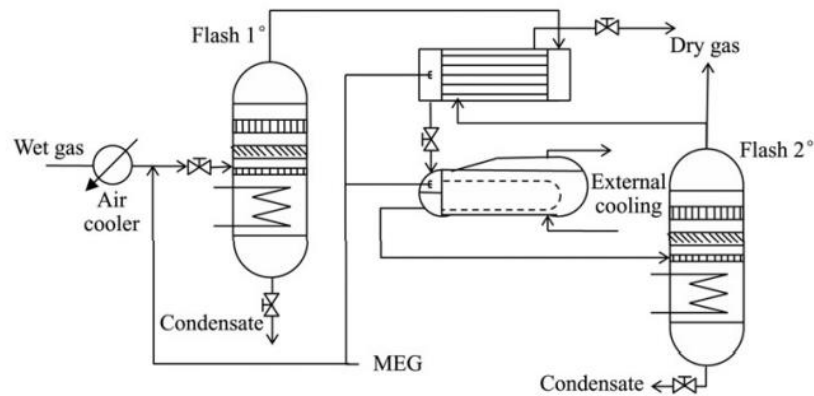
1.2.2 Proceso de deshidratación por condensación

En el proceso de condensación, el agua se elimina de la corriente de gas natural enfriando el gas a través de una válvula de expansión (efecto Joule-Thomson). Este método explica cómo cambia la temperatura de un gas con el ajuste de presión. Para el gas natural, debido a la expansión, la distancia entre moléculas aumenta, lo que lleva a un aumento de la energía potencial (Van der Waals). Durante la expansión no hay intercambio de calor con el medio ambiente ni creación de trabajo; de acuerdo con la ley de la conservación, el aumento de la energía potencial conduce a una disminución de la energía cinética y por tanto, a una disminución de la temperatura del gas; sin embargo, hay otro fenómeno relacionado en el enfriamiento del gas natural húmedo, la formación de hidratos de metano, que son sólidos con una gran cantidad de metano que quedan encapsulados dentro de la estructura del agua, teniendo una apariencia similar al hielo y que pueden causar obstrucción en el flujo. Este efecto se puede mitigar inyectando metanol o inhibidores de hidrato de monoetilenglicol antes de realizar el enfriamiento.

A continuación, se muestra una imagen del método de deshidratación por efecto Joule-Thomson y la inhibición de hidratos.

Figura 3.

Método de deshidratación por efecto Joule-Thomson y la inhibición de hidratos



Nota. Tomado de: KINIGOMA, BS; ANÍ, Comparación de métodos de deshidratación de gas según el consumo de energía.

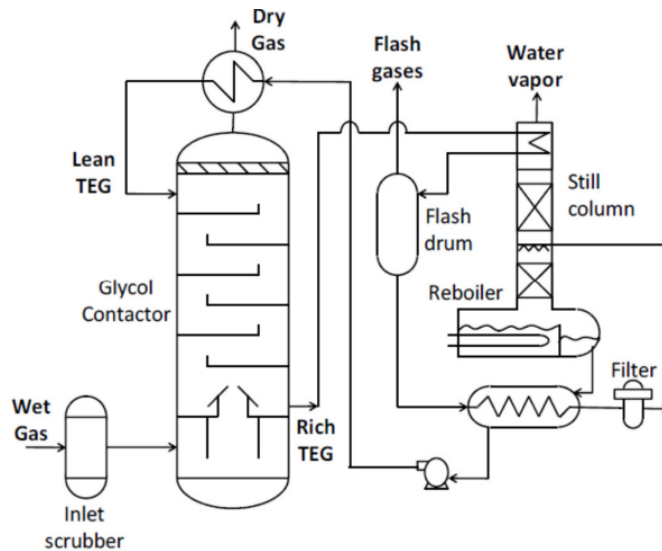
1.2.3 Deshidratación por absorción con glicoles

En el proceso de absorción se utiliza un líquido higroscópico para entrar en contacto con el gas húmedo y eliminar el vapor de agua; generalmente se emplea un solvente como el glicol y sus variantes.

En la figura 4 se observa un proceso típico de deshidratación mediante absorción con TEG.

Figura 4.

Proceso típico de deshidratación mediante absorción con TEG



Nota. Tomado de: Michal Netusil, Pavel Ditl Comparación de tres métodos para la deshidratación de gas natural.

El proceso de deshidratación mediante absorción con TEG ocurre principalmente en la torre contactora (configuración de platos internos), mediante un flujo en contracorriente de gas húmedo y el TEG. El TEG pobre es enriquecido con la fracción de H₂O y sale por la parte inferior de la torre continuando su flujo hacia el tanque flash y luego hacia el intercambiador de calor. El TEG enriquecido se dirige hacia el intercambiador de calor glicol/glicol; posteriormente, el TEG calentado se filtra en la columna de destilación o torre de regeneración, pasando al rehervidor; donde llega a su temperatura de despojo (350°F - 400 °F), con el objetivo de eliminar el agua por ebullición. En el interior del rehervidor la temperatura no debe exceder los 405 °F, ya que a esa temperatura el TEG puede degradarse. El TEG regenerado o pobre es enviado al intercambiador de glicol/glicol y posteriormente, es bombeado hacia la parte superior de la torre, donde pasa por

el intercambiador de calor gas/glicol, para incorporarse nuevamente en el proceso de absorción/deshidratación del gas natural y de esta forma iniciar un nuevo ciclo.

1.2.3.1 Efecto de las variables fisicoquímicas en el proceso de deshidratación del gas mediante absorción con TEG. Stewart y Arnold (2011) mencionaron las variables más relevantes en el proceso de deshidratación del gas mediante absorción con TEG.

A continuación, se explicará cada variable y su influencia en el proceso de deshidratación del gas natural.

- 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 consideraciones son importantes y se deben tener en cuenta:

✓ La temperatura no debe 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.

- 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, lo cual promueve 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.

- 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 está entre 215 °F y 225 °F. Cuando la temperatura alcanza 250 °F, se incrementan las pérdidas 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 frío 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.

- Presión de la torre contactora

Las siguientes consideraciones son importantes, respecto a la presión de la torre contactora:

✓ La presión de deshidratación óptima está 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.

- Presión y temperatura del regenerador

La temperatura del regenerador debería limitarse entre 350 °F y 400 °F. Por encima de 404 °F, el TEG comienza a degradarse.

En cuanto a la presión del regenerador, si ocurre una disminución a temperatura constante se origina una mayor pureza de glicol.

Si la presión del regenerador se excede en 1 Psi, puede resultar en:

- ✓ Pérdida de glicol de la columna de destilación
 - ✓ Reducción de concentración de glicol
 - ✓ Reducción en la eficiencia del proceso de deshidratación.
- 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 3 y figura 5 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 una temperatura de entrada de 100 °F.

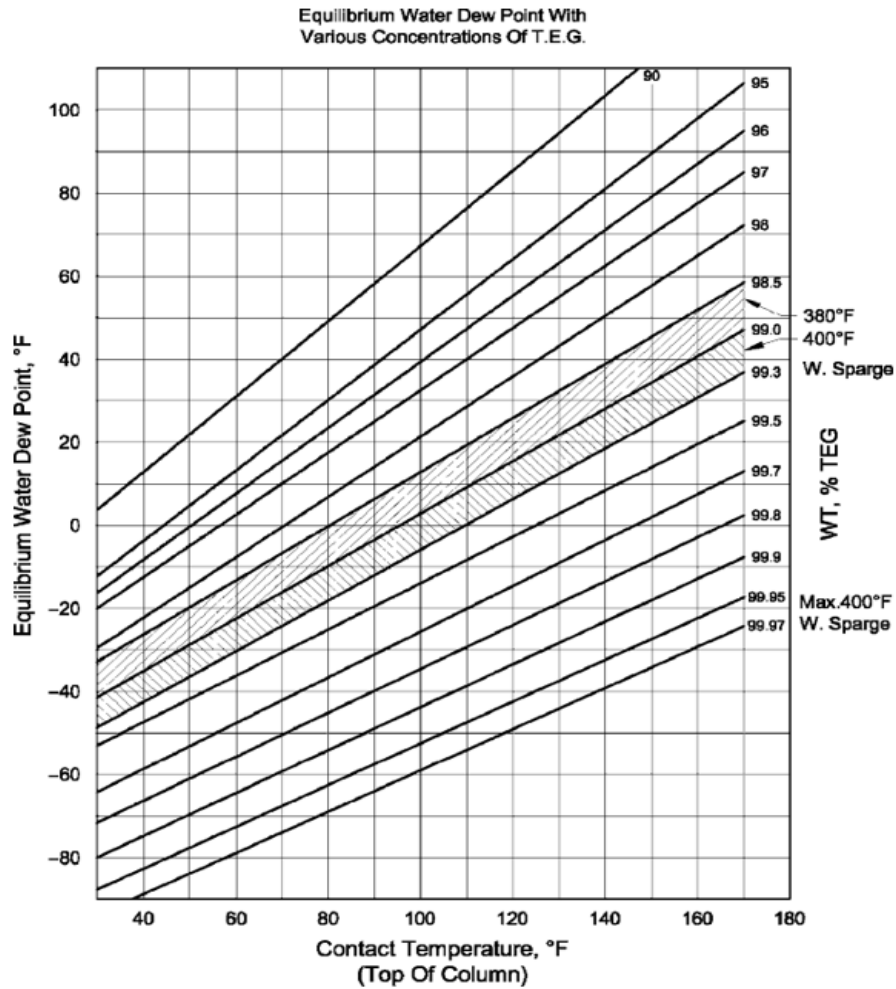
Tabla 3.

Variación del punto de rocío (°F) Vs. Concentración de glicol (%).

Concentración de glicol %	Variación de punto de Rocío (°F)
99	4
99,8	-38
99,9	-45

Figura 5.

Variación del punto de rocío (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

- Tasa de circulación del glicol

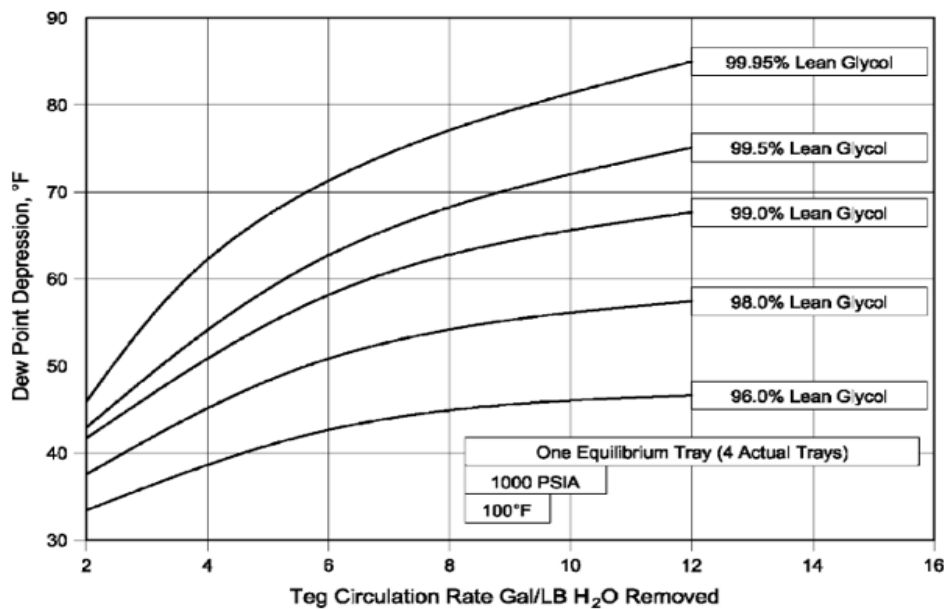
La capacidad del glicol para absorber agua aumenta incrementando su concentración, disminuyendo la temperatura del glicol a la entrada y aumentando la tasa de circulación. Una tasa

de circulación del glicol de 3 gal/ lb H₂O sería ideal para el proceso; sin embargo, una tasa excesiva puede sobrecargar el rehervidor y evita que el glicol sea regenerado adecuadamente.

En la figura 6 se muestra la relación que existe entre el descenso del punto de rocío, la concentración y tasa de recirculación del glicol.

Figura 6.

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.

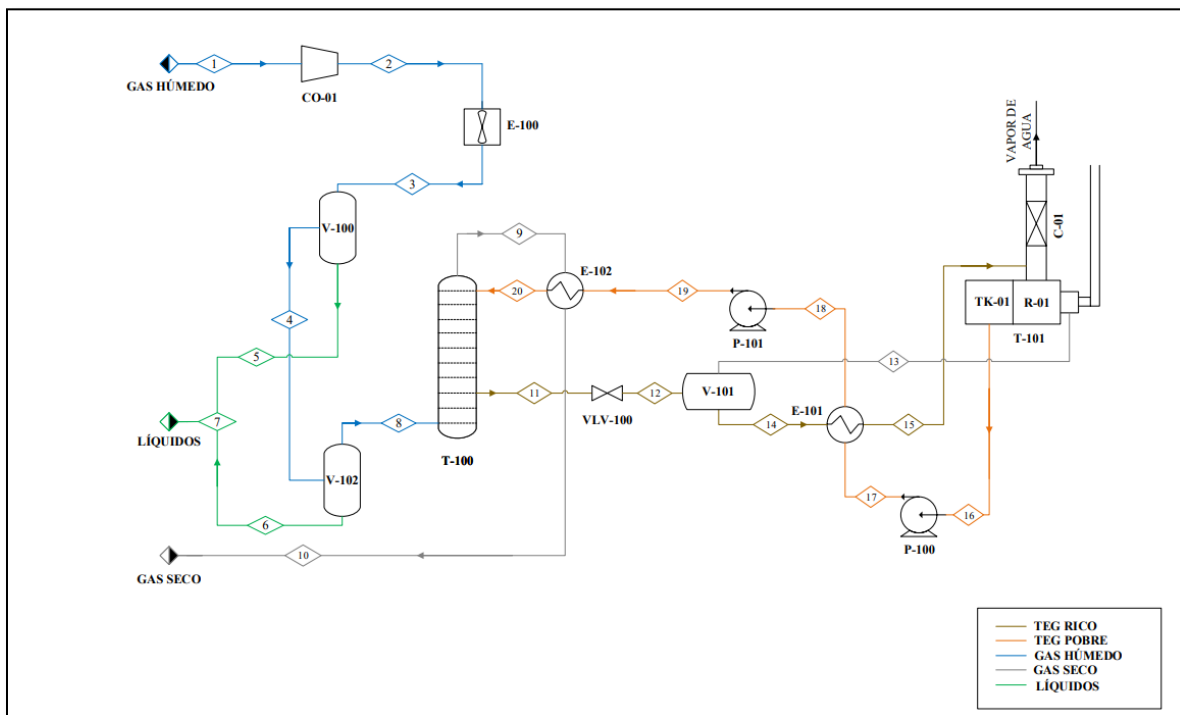
La pureza del TEG regenerado y la tasa de circulación pueden limitar la salida del punto de rocío del gas. Para mejorar esta condición existen opciones que se pueden implementar, entre las cuales se incluyen el gas de stripping, en el cual una pequeña cantidad de gas natural seco (normalmente tomado 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. Otra

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

A continuación, se muestra el diagrama general y los principales equipos asociados al proceso de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.

Figura 8.

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



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

Principales equipos:

CO-01:	Compresor de entrada a planta de deshidratación de gas
C-01:	Columna de la torre de regeneración
E-100:	Aeroenfriador
E-101:	Intercambiador de calor
E-102:	Intercambiador de calor
P-100:	Bomba de desplazamiento TEG pobre
R-01:	Rehervidor
T-100:	Torre absorbedora / contactora; 10 platos
TK-01:	Almacenamiento Glicol pobre
V-100:	Separador vertical bifásico
V-101:	Separador Flash
V-102:	Filtro coalescente

2.1 Proceso de absorción

El proceso de absorción de agua del gas natural de la planta objeto de estudio (Vega & Marmol, 2019), inicia con la fase de enfriamiento en el aeroenfriador (E-100), 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-100), 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 de gas proveniente del separador ingresa por la parte inferior de la torre absorbadora/contactora (T-100), 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).

La corriente de TEG rico proveniente de la torre absorbadora, entra a una válvula (VLV-100), en donde ocurre la expansión del fluido, a la salida de la válvula se generan vapores que son removidos en el separador flash (V-101); Posteriormente, este fluido es calentado en un intercambiador de calor (E-101), antes de dar inicio al proceso de regeneración.

2.2 Proceso de regeneración

En el proceso de regeneración el TEG rico es enviado a la parte inferior de la columna que hace parte de la torre de regeneración. 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 ²(350°F - 400 °F) y por la columna de la torre 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

² Despojo: este proceso ocurre en el rehervidor (R-01)

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 (E-101), reduciendo la temperatura. A continuación de esto la corriente es dirigida, hacia la succión de la bomba (P-101) y finalmente hacia la parte superior de la torre, donde pasa por otro intercambiador de calor (E-102), 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.

2.3 Equipos de proceso, variables de diseño y de operación.

En la siguiente imagen se detallan los equipos más importantes que conforman la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG; adicional a esto se tabulan los rangos de diseño y de operación de los componentes principales.

Figura 9.

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.

2.3.1 Aeroenfriador (E-100)

A continuación, se tabulan los rangos de operación y de diseño para el aeroenfriador.

Tabla 4.*Condiciones de diseño y operación del Aeroenfriador*

Variables de diseño	
Flujo de diseño (MMSCFD)	4
Presión de diseño máxima (Psi)	1287
MAWP ³ (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

2.3.2 Separador vertical (V-100):

A continuación, se muestra una tabla con los rangos de diseño y de operación para el separador vertical.

Tabla 5.*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

³ MAWP: Condiciones máximas de trabajo debido a reducción de espesor del equipo.

2.3.3 Filtro de coalescencia (V-102)

A continuación, se muestra una tabla con los rangos de operación y de diseño para el filtro de coalescencia.

Tabla 6.

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) ⁴	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

2.3.4 Torre absorbadora/contactora (T-100)

A continuación, se muestra tabla con los rangos de operación y de diseño para la torre absorbadora/contactora.

⁴ 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.

Tabla 7.*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

2.3.5 Unidad regeneradora de glicol

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

A continuación, se tabula los parámetros de diseño y de operación para los componentes más importantes que intervienen en el proceso de regeneración de glicol.

- Rehervidor (R-01)

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

Tabla 8.*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-100)

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 9.

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

2.4 Selección y características del TEG utilizado en el proceso

En la tabla 10, se presenta las propiedades físicas y químicas del TEG utilizado en el proceso de deshidratación de gas de la planta objeto de estudio.

Tabla 10.

Características del TEG utilizado en el proceso.

Propiedades	Trietilenglicol (TEG)
Forma Física	Líquido higroscópico
Color	Claro
Olor	Suave
Peso molecular	150,2
Punto de ebullición a 760 mmHg - °C	287,78
Presión de vapor a 70°F - mmHg	<0,01
Densidad de vapor	5,2 (Aire=1)
Punto de congelación - °C	-7,3
Punto de fusión - °C	-4,28
Solubilidad en agua (%)	100

Propiedades	Trietilenglicol (TEG)
Gravedad específica	1,126 (Agua=1)
Tasa de evaporación	0,001 (acetato de butilo=1)

Nota. Modificado de: comercial Fox S.A.S, (2021), Certificado de análisis.

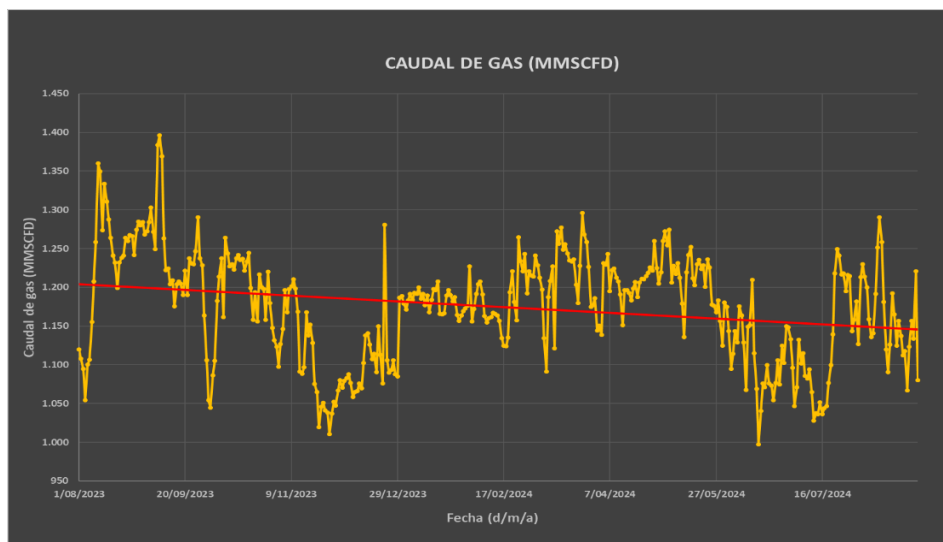
2.5 Parámetros de operación y de diseño de la unidad de deshidratación mediante absorción con TEG

Se realizaron análisis estadísticos de las variables más importantes (caudal de gas, presión y temperatura), asociadas a la planta de deshidratación mediante absorción con TEG para un rango de tiempo de un año, con el objetivo de identificar las desviaciones en las variables citadas y poder determinar el desempeño actual del proceso.

En las figuras 10, 11 y 12, se muestran las tendencias y los resultados obtenidos.

Figura 10.

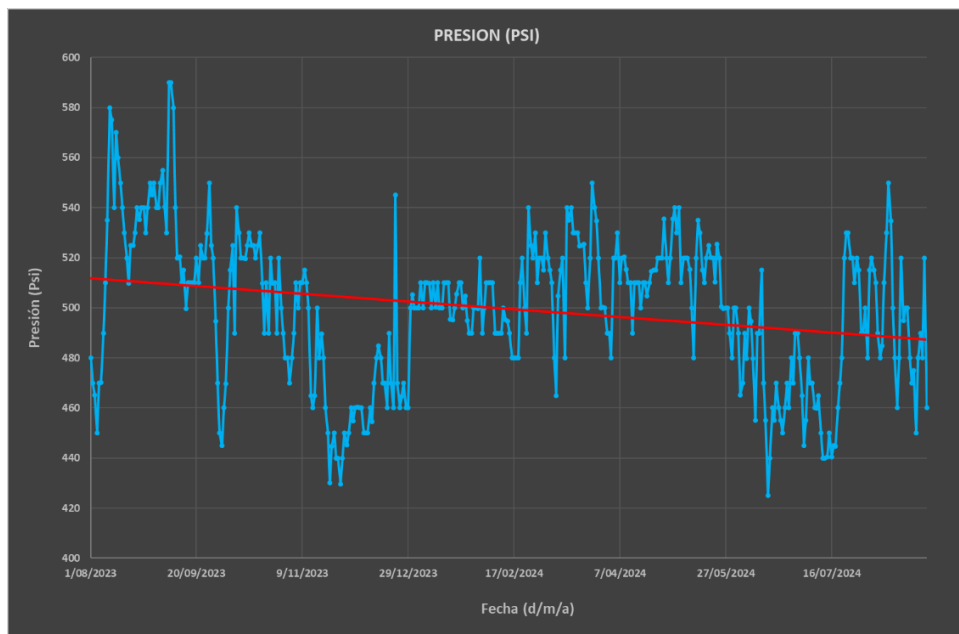
Tendencia de caudal de gas (MMSCFD) de la planta de deshidratación mediante absorción con TEG.



De la figura 10, se puede inferir que la carga promedio de la planta de gas desde agosto del 2023 a agosto del 2024 fue de 1,2 MMSCFD. En la proyección del diseño inicial, se había contemplado tratar un caudal de gas de 4 MMSCFD, sin embargo, se presentaron desviaciones en los pronósticos de producción de gas, que generaron que la planta operara en un rango inferior a lo proyectado.

Figura 11.

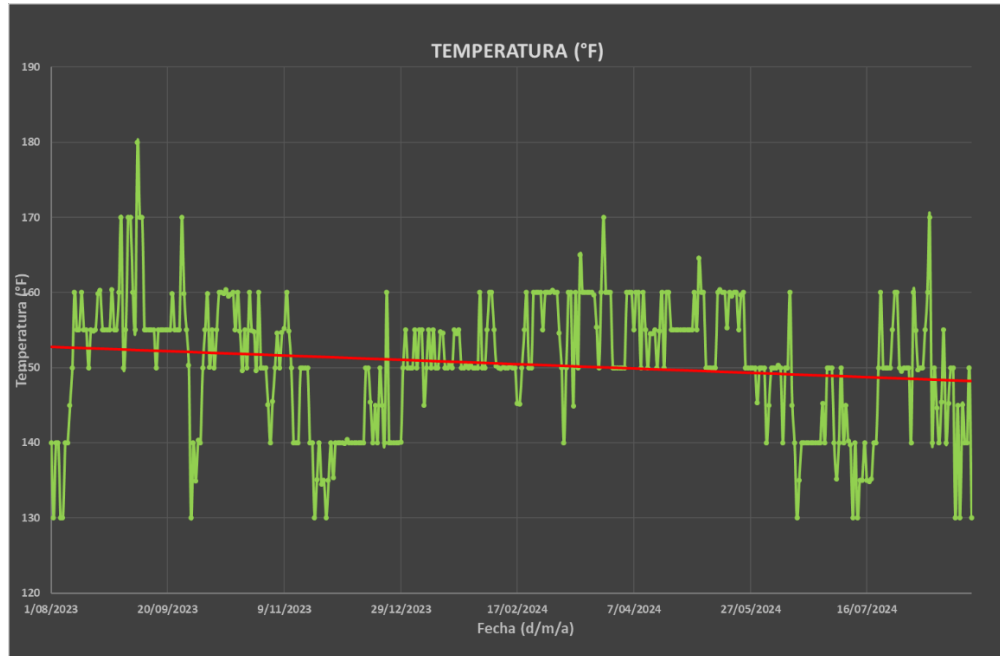
Tendencia de presión (PSI), de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.



En la figura 11, se evidencia que el promedio de presión de entrada de gas a la planta desde agosto del 2023 a agosto del 2024 fue de 500 Psi. Inicialmente se había realizado un diseño para manejar una presión de 750 Psi, sin embargo, debido a fallas en la integridad de la línea de flujo fue necesario reducir la presión de operación.

Figura 12.

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



En la figura 12, se puede concluir que la temperatura de entrada del gas desde agosto del 2023 a agosto del 2024 tuvo un valor promedio de 150°F (figura 12), sin embargo, a la descarga del compresor existe un aerofriador que permite reducir la temperatura hasta 100 °F y por diseño se había contemplado una temperatura de 130°F.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, se realizó comparación del caudal de gas, presión, temperatura y contenido de H₂O del gas de diseño inicial Vs. las variables de operación actual. En la tabla 11 se detalla la información resumen.

Tabla 11.

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
Caudal de diseño del gas (MMSCFD)	4
Contenido de H ₂ O a la entrada (Lb/MMSCFD)	160
Contenido de H ₂ O del gas a la salida (Lb/MMSCFD)	16
Condiciones de operación	
Presión (Psi)	500
Temperatura (°F) ⁵	100
Caudal de operación (MMSCFD)	1,2
Contenido de H ₂ O a la entrada (Lb/MMSCFD)	80
Contenido de H ₂ O del gas a la salida (Lb/MMSCFD)	15

2.6 Desempeño y eficiencia y de la unidad de deshidratación mediante absorción con TEG.

Las actuales condiciones de operación en presión, temperatura y caudal de gas del gas de entrada al proceso de absorción (500 psi; 100 °F, 1,2 MMSCFD), han generado un cambio significativo en la cantidad vapor de agua presente (80 Lb H₂O / MMSCFD), lo que conlleva a una disminución de la mitad de la fracción de agua presente en relación con el diseño inicial (160 Lb H₂O / MMSCFD). Esta reducción está dada ya que el caudal de diseño inicial era 4 MSSCFD, sin embargo, en la actualidad la planta se encuentra operando con 1,2 MMSCFD, adicional a lo anterior la planta actualmente se encuentra operando con 500 psi, debido a un deterioro en la integridad de línea que ocasionó una presión de trabajo menor a lo esperado (750 psi).

⁵ Temperatura a la salida del aerofriador

En los siguientes capítulos se realizará simulación del proceso actual y con las nuevas condiciones para determinar el desempeño actual y el comportamiento con la inclusión de un del volumen adicional de gas estimado debido a la campaña de perforación.

2.7 Desafíos y mejoras potenciales de la unidad de deshidratación mediante absorción con TEG

Durante la operación actual de la unidad de deshidratación mediante absorción con TEG se han identificado algunos problemas operativos y mejoras potenciales los cuales se detallan a continuación:

- **Capacidad de la planta de deshidratación mediante absorción con TEG**

Según lo expuesto, si se requiere aumentar el volumen de gas a tratar se tendrían que realizar cambios en las variables operativas para poder asegurar la adecuada deshidratación; adicional a lo anterior se debe contemplar realizar cambio de un tramo de línea que se encuentra deteriorada para poder operar a mayores condiciones de presión en caso de requerirse.

- **Contaminación del TEG**

En algunos mantenimientos realizados se encontró evidencia de TEG contaminado probablemente por componentes presentes en el gas o el fluido que se está tratando. Para mejorar este punto es importante controlar las condiciones de presión y temperatura, realizar inspecciones regulares para detectar cualquier signo de contaminación como cambios en el color o la consistencia del TEG.

- **Medidores de flujo de TEG**

Actualmente no se tiene en funcionamiento el medidor de flujo de TEG hacia la torre contactora, por lo tanto, no se tiene control sobre la cantidad de glicol que ingresa. De acuerdo con lo anterior se debe poner en marcha el medidor de flujo para garantizar la adecuada tasa de circulación de TEG y evitar sobrecostos asociados.

- **Medidor de temperatura del Rehervidor**

Se debe realizar configuración del medidor de temperatura del rehervidor asegurando un constante seguimiento de esta variable para garantizar el adecuado proceso de regeneración del TEG.

- **Medidores de temperatura de los intercambiadores de calor**

Actualmente no se cuenta con medidores de temperatura antes y después de los intercambiadores de calor; esta variable es muy importante para garantizar el adecuado funcionamiento y reducir el consumo de energía necesario para la regeneración del TEG.

- **Toma muestras en bomba Kim Ray**

Actualmente no se tienen instalados toma muestra en la succión y descarga de las bombas Kim Ray; lo anterior con el objetivo de realizar análisis de laboratorio al fluido circulante.

- **Verificar operación y funcionamiento de bomba Kim Ray**

Incluir en la rutina de mantenimiento a las bombas Kim Ray para verificar que los Stokes se encuentren dentro del rango operativo programado.

3. Proyecciones de deshidratación de gas de acuerdo con la campaña de perforación

3.1 Proyecciones de condiciones operativas

En la actualidad se tiene proyectado realizar una campaña de perforación de 6 pozos; de acuerdo con esto el volumen de gas a tratar en la planta de deshidratación mediante absorción con TEG incrementará en 900 KSCFD.

En la tabla 12 se identifican los caudales estimados de gas de cada pozo asociados a la campaña de perforación.

Tabla 12.

Condiciones de pozos de la campaña de perforación

Campaña de perforación de pozos			
Pozo	Profundidad (FT)	Tipo de pozo	Caudal de gas (KSCFD)
Pozo 1	8000	Desviado	200
Pozo 2	6600	Vertical	232
Pozo 3	2100	Desviado	0
Pozo 4	11000	Desviado	38
Pozo 5	9900	Vertical	250
Pozo 6	10250	Desviado	180
Total, caudal de gas (KSCFD)			900

A continuación, se dará una descripción detallada para cada uno de los pozos de la campaña de perforación propuesta.

3.1.1 Propiedades estimadas “Pozo 1”

En la tabla 13 se detallan las propiedades estimadas para el pozo 1.

Tabla 13.

Propiedades estimadas asociadas al pozo 1

Propiedades pozo 1	
Formación Objetivo	ESMLP (KY)
Q _o (BOPD)	100
Q _g (KSCFD)	200
BSW %	0
Q _w (KSCFD)	0
Q _t (BPD)	100
Presión de fondo estimada (Psi)	1500-1800
Profundidad (FT)	8000
Tipo de pozo	Desviado
Sistema de levantamiento	Bombeo mecánico

3.1.2 Propiedades estimadas “Pozo 2”

En la tabla 14 se detallan las propiedades estimadas para el pozo 2

Tabla 14.

Propiedades estimadas asociadas al pozo 2

Propiedades pozo 2	
Formación Objetivo	ESMLP
Q _o (BOPD)	84
Q _g (KSCFD)	232
BSW %	0
Q _w (KSCFD)	0
Q _t (BPD)	84

Propiedades pozo 2	
Presión de fondo estimada (Psi)	1500-1800
Profundidad (FT)	6600
Tipo de pozo	Vertical
Sistema de levantamiento	Bombeo mecánico

3.1.3 Propiedades estimadas “Pozo 3”

En la tabla 15 se detallan las propiedades estimadas para el pozo 3

Tabla 15.

Propiedades estimadas asociadas al pozo 3

Propiedades pozo 3	
Formación Objetivo	Mugrosa
Q_o (BOPD)	29
Q_g (KSCFD)	0
BSW %	0
Q_w (KSCFD)	0
Q_t (BPD)	29
Presión de fondo estimada (Psi)	420
Profundidad (FT)	2100
Tipo de pozo	Desviado
Sistema de levantamiento	PCP

3.1.4 Propiedades estimadas “Pozo 4”

En la tabla 16 se detallan las propiedades estimadas para el pozo 4

Tabla 16.*Propiedades estimadas asociadas al pozo 4*

Propiedades pozo 4	
Formación Objetivo	ESMLP
Q _o (BOPD)	75
Q _g (KSCFD)	38
BSW %	0
Q _w (KSCFD)	0
Q _t (BPD)	75
Presión de fondo estimada (Psi)	600-800
Profundidad (FT)	11000
Tipo de pozo	Desviado
Sistema de levantamiento	Bombeo mecánico

3.1.5 Propiedades estimadas “Pozo 5”

En la tabla 17 se detallan las propiedades estimadas para el pozo 5

Tabla 17.*Propiedades estimadas asociadas al pozo 5*

Propiedades pozo 5	
Formación Objetivo	ESMLP
Q _o (BOPD)	75
Q _g (KSCFD)	250
BSW %	0
Q _w (KSCFD)	0
Q _t (BPD)	75
Presión de fondo estimada (Psi)	600-800
Profundidad (FT)	9900
Tipo de pozo	Vertical
Sistema de levantamiento	Bombeo mecánico

3.1.6 Propiedades estimadas “Pozo 6”

En la tabla 18 se detallan las propiedades estimadas para el pozo 6

Tabla 18.

Propiedades estimadas asociadas al pozo 6

Propiedades pozo 6	
Formación Objetivo	ESMLP
Q _o (BOPD)	75
Q _g (KSCFD)	180
BSW %	0
Q _w (KSCFD)	0
Q _t (BPD)	75
Presión de fondo estimada (Psi)	600-800
Profundidad (FT)	10250
Tipo de pozo	Desviado
Sistema de levantamiento	Bombeo mecánico

3.2 Análisis de las proyecciones de producción de gas y su impacto en las operaciones de la planta de deshidratación.

Actualmente el volumen manejado en la planta de deshidratación mediante absorción con TEG es de 1,2 MMSCFD, con la inclusión de los pozos nuevos este volumen se incrementaría hasta 2,1 MMSCFD, de acuerdo con esto se tendrían que evaluar los cambios en las variables operativas y realizar el análisis de los equipos instalados. Cabe resaltar, que el volumen incremental de gas, se encuentra condicionado según los pronósticos finales de la campaña de perforación; también es importante evaluar la declinación que tenga el campo a futuro, ya que esto puede disminuir el requerimiento de TEG y la presión del gas de entrada.

A continuación, se listan los aspectos que generan más impacto en la planta de deshidratación, al realizar un incremento en el volumen de gas a tratar:

- **Consumo de energía:** A medida que aumenta el caudal de gas, es probable que aumente el consumo energético requerido para operar los equipos de deshidratación como compresores y sistemas de calentamiento. Esto puede impactar los costos operativos de la planta de deshidratación.
- **Presión y flujo:** El aumento del caudal puede afectar la presión y el flujo dentro de la planta, por lo que se puede requerir realizar ajustes en los sistemas de control y la distribución de gas para mantener condiciones operativas seguras y eficientes.
- **Equilibrio solvente-gas:** el aumento en el caudal de gas puede afectar el equilibrio entre el TEG y el gas en la torre conctatora; por lo anterior es importante realizar un ajuste de la relación solvente-gas para garantizar una absorción eficiente del agua en el gas.
- **Diseño de la torre de absorción:** es importante verificar el diseño de la torre de absorción, teniendo en cuenta el volumen adicional de gas que va a ingresar en el sistema; esto puede implicar ajustar el tamaño de la columna, distribución de la alimentación de gas - solvente y la eficiencia del contacto entre ambos.
- **Velocidad de contacto gas-solvente:** La velocidad de contacto entre el gas y el TEG debe ser suficiente para lograr una deshidratación efectiva. Con el aumento del caudal de gas se puede requerir ajustar la velocidad del gas y del TEG.
- **Tiempo de residencia:** Se debe verificar que el tiempo de residencia del gas en la torre de absorción sea el adecuado para permitir una absorción completa del agua; esto puede implicar ajustar los tiempos de contacto en la torre absorbadora.

- **Eficiencia del rehervidor:** Se debe verificar que el rehervidor tenga la capacidad suficiente para manejar el aumento de la carga del TEG saturado; asegurando la eliminación del agua en el TEG para mantener su capacidad de absorción.
- **Capacidad del sistema:** la planta de gas mediante absorción con TEG fue diseñada inicialmente para tratar un volumen de gas de 4 MMSCFD; una presión de 750 Psi y una temperatura de 130 °F, de acuerdo con lo anterior se debe evaluar si con los equipos actualmente instalados se puede llegar a estos mismos rangos operativos.

3.3 Evaluación de variables críticas

Cuando se realiza un incremento del caudal de gas en una planta de deshidratación mediante absorción con TEG, las variables críticas de proceso como temperatura, presión y caudal, deben ser analizadas a detalle para garantizar la eficiencia del proceso.

A continuación, se realiza un análisis para cada una de las variables citadas anteriormente.

3.3.1 *Temperatura*

La temperatura del gas y del TEG son cruciales para el proceso de deshidratación; un aumento en el caudal de gas puede generar un aumento en la temperatura del gas de entrada debido a una mayor carga térmica, esto puede afectar la capacidad de absorción del TEG si no se maneja adecuadamente. La temperatura del TEG que se emplea para el proceso de absorción y regeneración también se debe considerar como un aspecto relevante. Un aumento en el caudal de

gas puede implicar un aumento en la carga térmica del proceso de regeneración, afectando la eficiencia y el consumo energético del sistema.

3.3.2 Presión

Un aumento en la presión del gas de entrada a la planta puede afectar el proceso de absorción y regeneración del TEG.

Un incremento en el caudal de gas puede alterar la distribución de presión dentro de la torre de absorción, afectando la eficiencia de absorción del TEG, impidiendo la adecuada deshidratación del gas.

Durante el proceso de regeneración del TEG, la presión también es crucial para mantener las condiciones óptimas de temperatura y evitar la formación de hidratos.

3.3.3 Caudal de gas

Un aumento del caudal de gas puede sobrecargar los sistemas de absorción del TEG. Se deben evaluar y ajustar los equipos de absorción para mantener la capacidad de deshidratación deseada. La capacidad de regeneración del TEG también puede verse afectada por un aumento en el caudal de gas, ya que podría requerir ajustes en los sistemas de calentamiento y control para mantener la eficiencia del proceso y evitar problemas operativos.

A continuación, se muestra una comparación de las variables críticas de proceso actuales Vs. las variables críticas de acuerdo con las nuevas condiciones teniendo en cuenta la inclusión de pozos nuevos en producción.

Tabla 19.

Condiciones de operación actual Vs. Condiciones con proyecciones a futuro de la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG.

Condiciones de operación actual	
Presión (Psi)	500
Temperatura (°F)	100
Caudal de gas (MMSCFD)	1,2
Condiciones con proyecciones a futuro	
Presión (Psi)	650-700
Temperatura (°F)	90-100
Caudal de operación (MMSCFD)	2,1

3.4 Escenarios futuros y planificación estratégica

Para llevar a cabo la perforación de los 6 pozos, se tiene proyectado una duración de 2 meses en promedio por cada uno; iniciando con el pozo denominado como “pozo 1” con un caudal estimado de 200 KSCFD; consecutivamente se irá desarrollando la campaña en orden como lo indica la tabla 12; con un equipo de perforación.

3.4.1 Propuesta de escenarios alternativos de acuerdo a las proyecciones de producción de gas

A continuación, se proponen los siguientes escenarios operativos basados en las proyecciones de producción de gas.

- **Incrementar el caudal de gas de manera gradual**

Se debe realizar aumento del caudal en etapas controladas, monitoreando continuamente la temperatura, presión y eficiencia de deshidratación. Esta alternativa tiene algunos beneficios como minimizar el riesgo de sobrecarga repentina de los equipos, permite realizar ajustes

progresivos en las variables de operación y se puede identificar a corto plazo problemas potenciales en la planta de deshidratación.

- **Optimización de procesos existentes**

Para esta alternativa se deben optimizar los procesos y procedimientos operativos para manejar eficientemente el aumento del caudal de gas. Para esta alternativa se deben realizar ajustes de parámetros operativos como las temperaturas y las presiones, mejorando el rendimiento del sistema de absorción y regeneración. La optimización del proceso existente trae algunos beneficios, ya que permite maximizar la eficiencia operativa y la capacidad de deshidratación, reduciendo costos operativos y asegurando la calidad del gas deshidratado.

- **Implementación de capacidades adicionales**

Si los anteriores escenarios no se ajustan a los requerimientos de incremento de caudal de gas, es necesario realizar la evaluación para expandir la capacidad de deshidratación mediante la incorporación de equipos adicionales que podrían incluir instalación de equipos de absorción, regeneración, ajuste de la capacidad de compresores y otros equipos críticos. Esta alternativa ofrece flexibilidad para futuros incrementos de producción de gas y mejora la capacidad de procesamiento de la planta.

3.4.2 Identificación de posibles puntos de estrés en la planta de deshidratación de gas

Cuando la planta de deshidratación de gas mediante absorción con TEG sea sometida a un aumento de caudal de gas, se pueden originar diferentes puntos de estrés los cuales se enuncian a continuación:

- **Capacidad de deshidratación**

Un punto importante de estrés será la capacidad de la planta para deshidratar eficientemente el gas. Si el sistema de absorción y regeneración no está diseñado para manejar el nuevo volumen de gas, se puede generar una menor eficiencia de deshidratación o la incapacidad de mantener los niveles de humedad según requerimientos de calidad establecidas para su venta o uso final.

- **Sistemas de compresión**

Los compresores de gas pueden ser sometidos a una carga adicional debido al aumento del caudal. Esto puede requerir ajustes en la presión de operación, así como una evaluación de la capacidad de los compresores para manejar el aumento del flujo de gas sin comprometer la eficiencia energética o la seguridad operativa.

- **Consumo de energía**

Un aumento en el caudal de gas generalmente conlleva a un aumento en el consumo de energía para poder operar los equipos de deshidratación, compresores y sistemas de calentamiento. Se debe evaluar si la planta de deshidratación de gas está operando cerca de su máxima capacidad energética.

- **Temperatura y presión del gas**

El aumento del caudal de gas puede afectar la distribución de temperatura y presión dentro de la planta. De acuerdo con lo anterior se puede requerir ajustar estas variables operativas. Para realizar estos ajustes, se debe tener en cuenta que la planta de deshidratación presenta una restricción en la línea de flujo de entrada del gas por deterioro, lo que originó la disminución de la presión de operación de 750 Psi a 500 psi. Si se requiere operar a una mayor presión se debe contemplar el cambio del tramo de la línea de flujo.

- **Mantenimiento y disponibilidad de equipos**

El incremento del caudal de gas puede aumentar la carga operativa y el desgaste de los equipos. Es importante contar con un programa de mantenimiento eficaz que permita garantizar la disponibilidad y el correcto funcionamiento de los equipos.

- **Calidad del producto final**

Cuando se realiza un incremento en el caudal de gas, la planta de deshidratación debe garantizar que la calidad del gas cumpla con los estándares requeridos. Cualquier disminución en la eficiencia de deshidratación podría afectar la calidad del producto final.

4. Simulación del proceso de deshidratación con TEG

4.1 Desarrollo del modelo de simulación en Aspen HYSYS ®

Para el desarrollo del modelo de simulación de procesos en HYSYS, se emplea la licencia académica proporcionada por la universidad industrial de Santander.

4.1.1 Premisas y criterios de diseño

A partir del proceso actual de la planta de deshidratación y de información bibliográfica revisada, se determinaron las condiciones de operación de los equipos involucrados en el proceso de acuerdo con los siguientes casos de estudio:

Caso 1: Condiciones de operación actuales con un flujo de gas de 1,2 MMSCFD.

Caso 2: Condiciones de operación actuales con aumento de flujo de gas a 2,1 MMSCFD.

Las simulaciones se llevaron a cabo en Aspen HYSYS ® y el paquete de fluidos a utilizar es el “*Glycol Package*”.

Las premisas de diseño se enlistan a continuación:

- La composición en base seca del gas de los nuevos pozos a perforar es igual a la composición en base seca de los actuales, al encontrarse localizados en una misma zona.
- Para la evaluación inicial de los escenarios no se tiene en cuenta un cambio en la configuración actual de la planta, se evalúa el cambio de las condiciones de operación para obtener datos más optimizados y acordes con los requerimientos.
- El gas de proceso es un gas dulce (no tiene H₂S ni CO₂ en cantidades significativas).
- El gas de entrada tiene un contenido de agua de **80 lb/MSCF**.
- Se requiere que el gas de salida de la torre contactora tenga un contenido de agua de **6 lb/MSCF**. Sin embargo, a las condiciones actuales de operación se obtiene un contenido de agua de **15 lb/MMSCF**, ya que el proceso actual no comprende el envío a venta en gasoducto en primera instancia.
- Los compresores tienen una capacidad operativa nominal de 750 psig.
- El gas de proceso es un gas limpio libre de partículas que puedan depositarse en los platos de la torre y disminuir el área de contacto gas-TEG.

En la tabla 20, se muestran las composiciones del gas húmedo para el flujo actual y las nuevas condiciones.

Tabla 20.*Composición del gas húmedo para escenario actual y nuevas condiciones*

Componente	Fracción molar (actual)	Fracción molar (nuevo)
Nitrogen	0,0043	0,0043
Methane	0,8516	0,8516
CO2	0,0058	0,0058
Ethane	0,0784	0,0784
Propane	0,0353	0,0353
i-Butane	0,0062	0,0062
n-Butane	0,0100	0,0100
i-Pentane	0,0030	0,0030
n-Pentane	0,0027	0,0027
n-Hexane	0,0008	0,0008
n-Heptane	0,0002	0,0002
n-Octane	0,0001	0,0001
n-Nonane	0,0000	0,0000
n-Decane	0,0000	0,0000
H2O	0,0017	0,0017

4.1.2 Modelamiento de operación de la planta

En el modelamiento actual de la planta de deshidratación evaluada, se consideraron los aspectos mostrados en la tabla 21, las especificaciones expuestas en la tabla se cumplen para el escenario del aumento de flujo de gas.

En los próximos capítulos se compararán los resultados y la optimización del proceso para que el gas deshidratado se obtenga con los requerimientos establecidos en las premisas de diseño.

Tabla 21.

Especificaciones de equipos de planta de deshidratación

Equipo / Instrumento	Tipo	Presión (psig) / Temperatura (°F)	Caída de presión (psi)	Especificación
Compresores	Desplazamiento positivo	500 / 150	-	-
Aeroenfriador	-	500 / 100	5	-
Separador	Vertical bifásico	495 / 100	-	-
Torre contactora	Platos	Top: 490 / 110 Bottom: 495 / 100	Top: 5 Bottom: 0	Número de platos: 10 Número de etapas: Top down
Válvula	Bola	495 / 100	485	-
Separador	Horizontal bifásico	10 / 100	-	-
Intercambiador de calor	Carcasa y tubos	Tubo in: 10 / 100 Tubo out: 5 / 200 Carcasa in: 20 / 360 Carcasa out: 5 / 139	Tubos: 5 Carcasa: 5	Simple End Point 2 pasos por tubos 2 pasos por carcasa Carcasa tipo F
Torre de regeneración	Platos	Condensador: 0 / 212 Rehervidor: 5 / 360	-	Número de platos: 10 Número de etapas: Top down Condensador full reflux Temp. Condensador: 212 °F Temp. Rehervidor: 360 °F Reflux ratio: 2,5
Bomba	Desplazamiento positivo	20 / 360	-	-
Mezclador	-	5 / 139	-	Ecularizar presiones
Bomba	Desplazamiento positivo	495 / 140	-	-
Aeroenfriador	-	495 / 100	5	-

Posterior al acondicionamiento del gas, el fluido entra a la torre absorbadora (T-100) de 10 platos a una presión de 450 psig. Por la parte superior de la torre entra desde 4 BPD de TEG hasta 24 BPD de TEG a 495 psig y 10°F más que la temperatura de entrada del gas para evitar la condensación de hidrocarburos pesados del gas. El gas deshidratado sale por el tope de la torre y el TEG rico (saturado en agua) entra a una válvula (VLV-100) en donde se despresuriza hasta 10 psig.

Debido a la expansión del fluido a la salida de la válvula, se producen vapores que son removidos en el separador flash (V-101). El gas producido tiene una composición de 52% de metano y un contenido de agua de aproximadamente 0,0007 lb/SCF.

El líquido que sale del separador flash se calienta en un intercambiador de calor (E-101) de tubos y carcasa hasta 210°F y entra a la torre regeneradora (T-101) para liberar aproximadamente el 95% del agua absorbida por el TEG. Este proceso se realiza a una presión de 5 psig y una temperatura de 360°F en el rehervidor y 212°F en el condensador full reflux.

A la salida de la torre regeneradora, mediante una bomba (P-100) se desplaza el TEG regenerado hacia el intercambiador de calor por el lado de la carcasa a una presión y temperatura de 20 psig y 360°F respectivamente. El TEG se enfría hasta 120°F y se mezcla con la reposición que se requiere debido a las pérdidas en el proceso. El flujo total se alimenta a una bomba (P-101) para subir la presión hasta las condiciones de entrada de la torre contactora (ya sea 495 psig o hasta 750 psig dependiendo del escenario a evaluar). A la descarga de la bomba se encuentra un Aeroenfriador (E-102), que permite enfriar el fluido hasta 110°F. Una vez las condiciones de operación del TEG se encuentran ajustadas, el flujo se recircula a la torre contactora por el tope de la torre.

4.2 Evaluación de las condiciones de operación actual Vs. condiciones de operación proyectadas

4.2.1 Proceso de deshidratación actual Vs. proceso de deshidratación con las nuevas condiciones

En la incorporación de los pozos nuevos a la planta de deshidratación, se estima un aumento de flujo de gas desde 1,2 MMSCFD a 2,1 MMSCFD. Con el fin de comparar el efecto que tiene este aumento de flujo en el contenido de agua a la salida de la torre absorbadora, se mantienen constantes las condiciones de operación en el sistema actual y se compara la composición de agua en el tope de la torre.

En la tabla 22 se muestran los datos obtenidos con el cambio de flujo del gas.

Tabla 22.

Comparación datos obtenidos de los dos escenarios operativos del proceso de deshidratación

Descripción	Actual	Nuevo
Flujo de gas (MMSCFD)	1,2	2,1
Flujo de TEG (BPD/gpm)	1,65/0,05	1,65/0,05 ⁶
Contenido de agua entrada (LB/MSCF)	80	80
Contenido de agua salida (LB/MSCF)	15,90	16,34
Contenido de agua requerido (LB/MSCF)	6	6

A partir de los datos de la tabla 22, se infiere que hubo un aumento de un 3% del contenido de agua con respecto al flujo de gas en condiciones actuales, manteniendo el flujo constante de

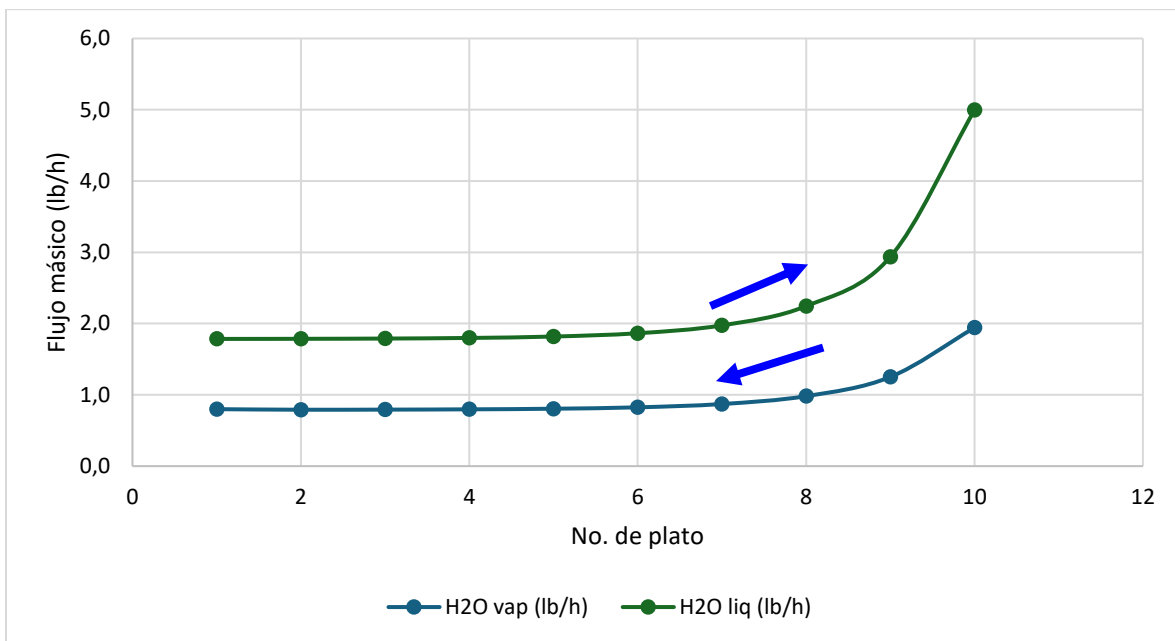
⁶ Para las nuevas condiciones de diseño, se mantiene constante el flujo de TEG, con el objetivo de evaluar el contenido de agua en el gas en el tope de la torre, con las mismas variables operativas.

TEG. Por lo tanto, no se está cumpliendo con el requerimiento del contenido de agua a la salida de la torre absorbidora.

En la figura 14 y 15 se presentan los contenidos de agua y TEG a lo largo de las etapas de la torre contactora, para el escenario actual y con las nuevas condiciones.

Figura 14.

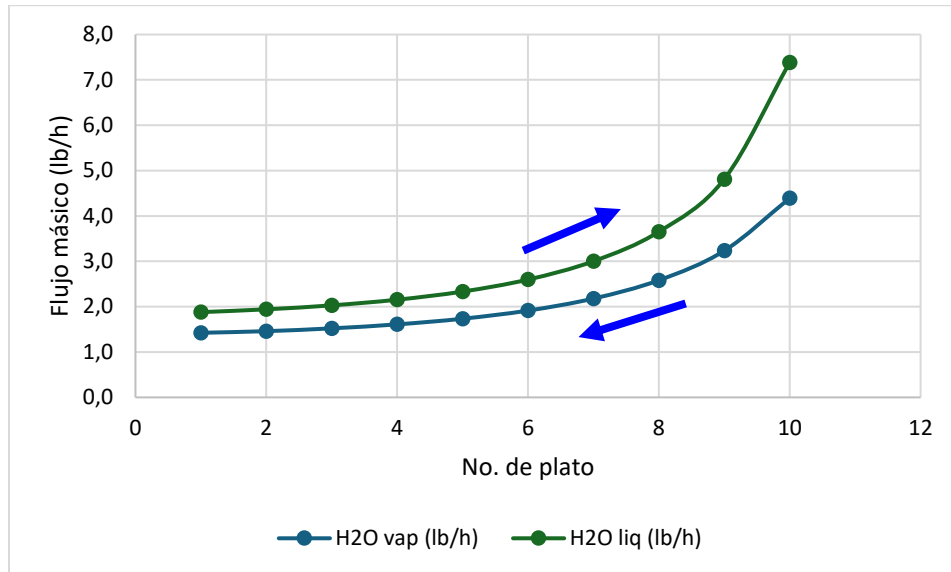
Transferencia de flujo másico en la torre - escenario actual (TEG 65,7 lb/h)



En el proceso actual (figura 14), se observa una disminución considerable en la cantidad de vapor de agua en el gas, ya que aproximadamente 1,1 lb/h de agua son absorbidas por el TEG. Además, la cantidad de agua líquida va aumentando en la misma proporción.

Figura 15.

Transferencia de flujo másico en la torre - escenario con nuevas condiciones (TEG 65,7 lb/h)



En la figura 15, se observa una disminución en la cantidad de vapor de agua en el gas, ya que aproximadamente 3 lb/h de agua son absorbidas por el TEG, sin embargo, esta absorción no es suficiente para llegar al valor de cantidad de agua requerida. Aunque la cantidad absorbida es mayor en este caso, al haber más flujo de gas, hay más contenido de agua en este, en consecuencia, se obtiene un contenido de agua mayor al requerido.

Complementando el análisis de la tabla 22; las figuras presentadas evidencian que, con las nuevas condiciones de flujo, el vapor de agua contenido en el gas es mayor y por lo tanto se requiere un mayor flujo de TEG para poder deshidratarlo o aumentar la presión para facilitar la absorción del agua en el TEG. Estas opciones se evalúan de manera detallada en el capítulo 5 del presente proyecto.

4.2.2 Proceso de regeneración de TEG actual Vs. proceso de regeneración de TEG con las nuevas condiciones

Se identificó que, con las nuevas condiciones de flujo, se presenta un aumento del flujo de calor transferido en el intercambiador de calor debido al aumento del flujo de gas que a su vez representa una mayor cantidad de agua removida y absorbida por el TEG.

En la figura 16 y 17, se observa el comportamiento del calor transferido (Duty) con las condiciones actuales y nuevas.

Figura 16.

Flujo de calor en el intercambiador a condiciones actuales

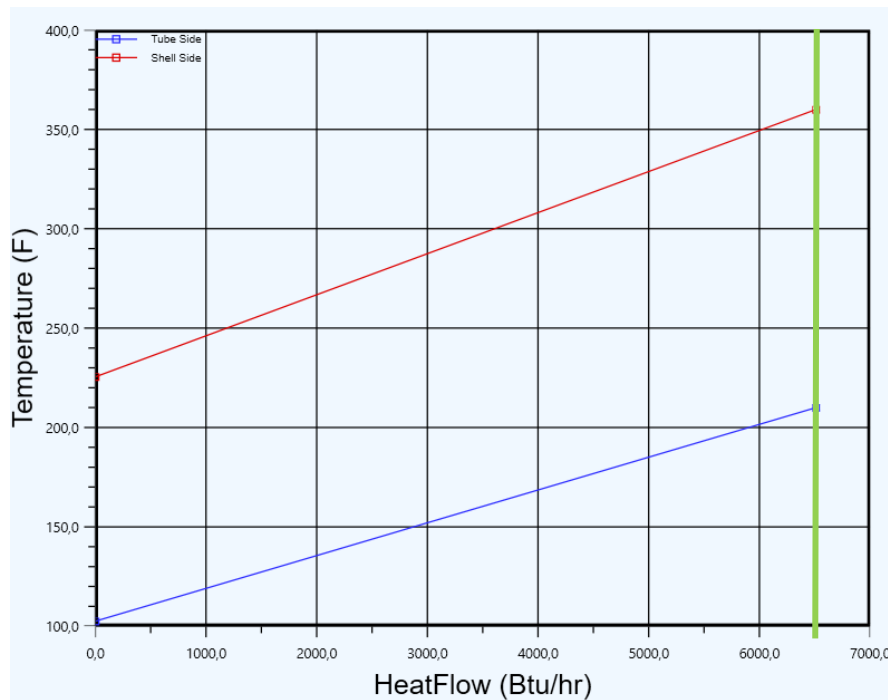
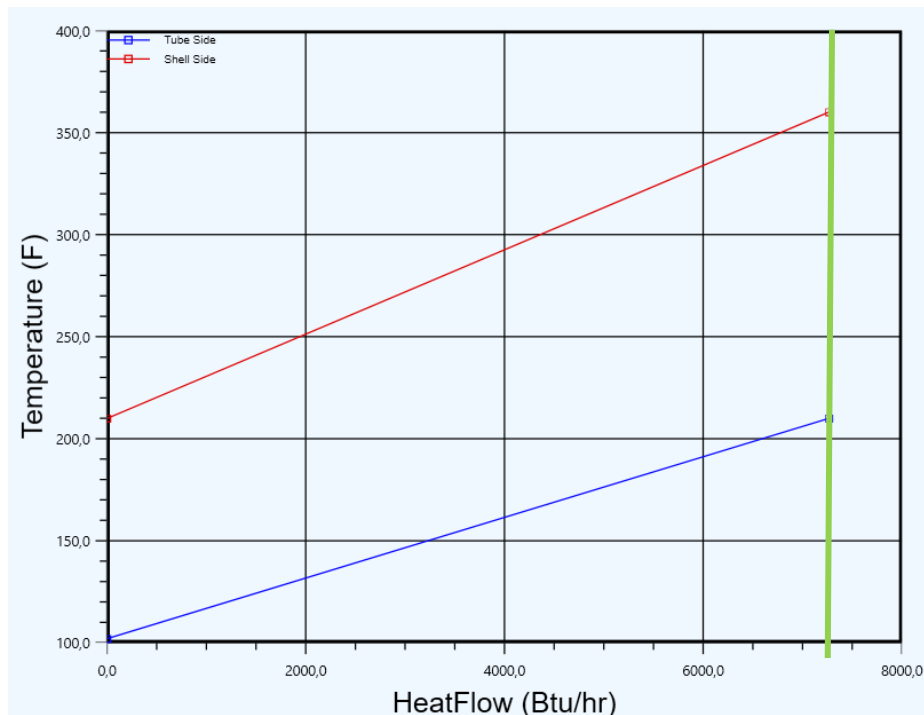


Figura 17.

Flujo de calor en el intercambiador a condiciones nuevas



Con las condiciones nuevas, en este equipo se observa que el calor transferido (*duty*) desde el fluido de la carcasa (fluido caliente) hacia el de los tubos (fluido frío), debe ser menor para garantizar que el enfriamiento del fluido caliente este por encima del fluido frío, lo que obedece a las leyes de la termodinámica sobre equilibrio térmico y conservación de la energía. Partiendo de este análisis, las condiciones nuevas requieren mayor flujo de calor (de 6509 Btu/h a 7265 Btu/h) para garantizar la temperatura requerida de 210°F a la entrada de la torre deshidratadora. Esta transferencia implica tener una menor temperatura a la salida de la carcasa con la TEG pobre recirculada y a su vez involucra mayor requerimiento de calor en el rehervidor de la torre de regeneración.

En la tabla 23, se muestra la comparación de los dos escenarios operativos de absorción con condiciones actuales Vs. nuevas condiciones.

Tabla 23.

Comparación datos obtenidos de los dos escenarios operativos del proceso de absorción.

Descripción	Actual	Nuevo
Flujo de gas (MMSCFD)	1,2	2,1
Flujo de TEG (BPD/gpm)	1,65/0,05	1,65/0,05
Composición agua en TEG entrada (lb/lb)	0,27	0,3
Composición agua en TEG regenerada (lb/lb)	0,3	0,3

Como se observa en la tabla 23, no hay variaciones significativas en la composición del TEGlycol regenerado. Este resultado se debe a que no se cambió el flujo de TEG con el fin de comparar el proceso. Sin embargo, al TEG estar saturado en agua, se observa un cambio en el requerimiento de calor para mantener las condiciones en la torre de regeneración, como se explicó al inicio del análisis.

En la figura 18 y 19 se muestra la variación de flujo de agua y de TEG para el caso actual y con las nuevas condiciones en cada plato de la torre regeneradora.

Figura 18.

Composición másica vs Número de platos – condiciones actuales

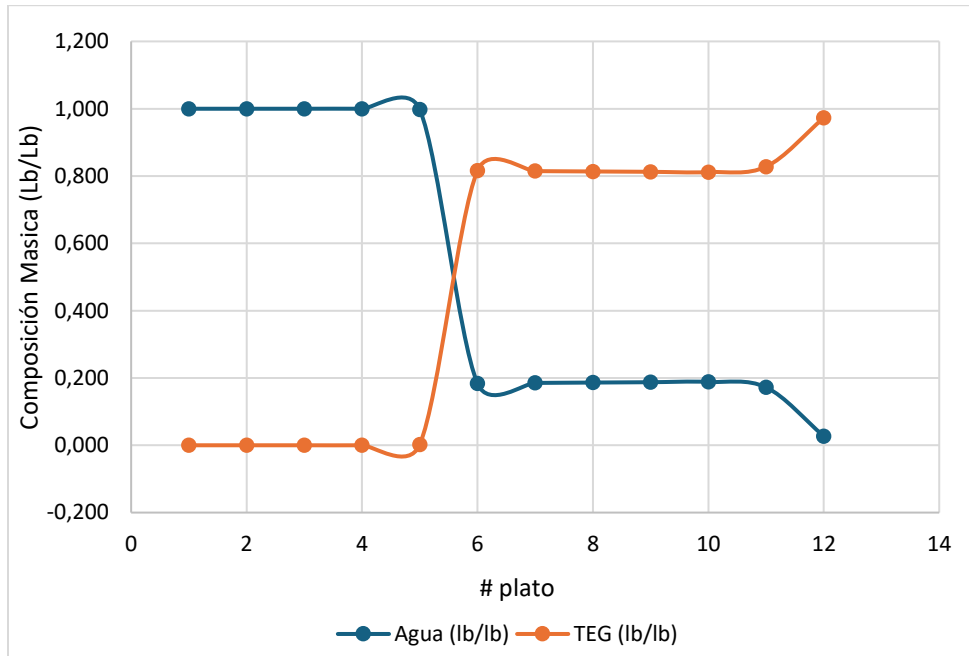
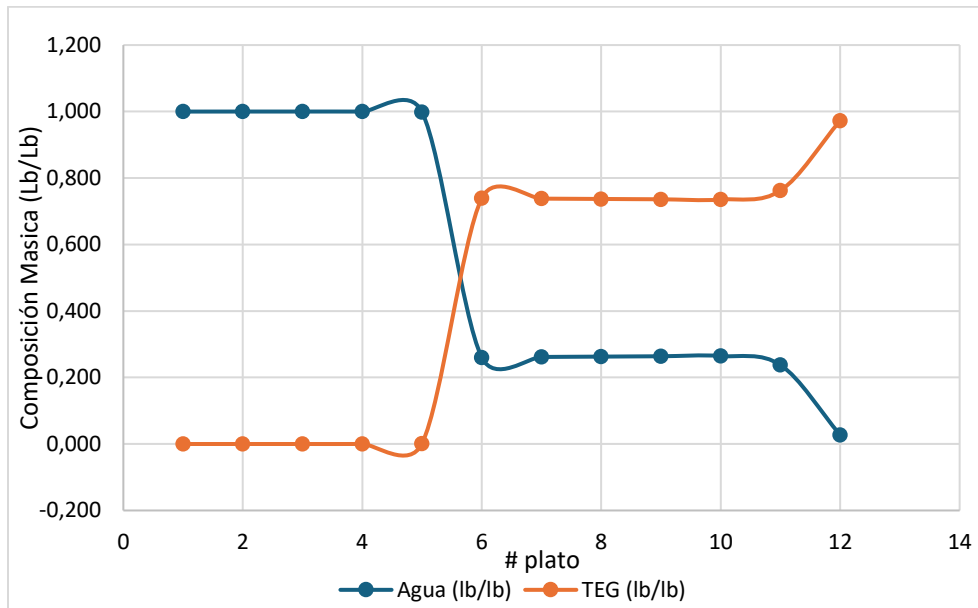


Figura 19.

Composición másica vs Número de platos – condiciones nuevas



En ambos casos la separación inicia en el plato 5 que es cuando ingresa el TEG rico en agua. En el plato 6 se advierte una disminución considerable de agua en el TEG y la composición másica permanece relativamente constante hasta que se aumenta la temperatura en el último plato (rehervidor). El comportamiento constante presentado en ambas gráficas desde el plato 6, indica que la separación por transferencia de masa puede realizarse hasta un plato 7, es decir, la torre cuenta con un sobrediseño en el número de etapas teniendo en cuenta que en la última etapa se termina de deshidratar el TEG mediante un aumento de temperatura.

De las gráficas presentadas, se identifica que, en las condiciones nuevas de operación, debido al aumento de flujo de gas húmedo, se requiere mayor energía en la última etapa (rehervidor) para garantizar la misma remoción de agua del TEG, el cual se encuentra con más cantidad de agua que en el proceso actual.

5. Análisis paramétrico del proceso de deshidratación con TEG

5.1 Selección de parámetros relevantes en la deshidratación del gas

En el proceso de absorción se encuentran parámetros de entrada como presión, temperatura, flujo de TEG, flujo de gas, los cuales permiten obtener una composición de gas deshidratado menor o mayor a las 6 lb de agua/MMSCFD dependiendo de la selección óptima de estos valores.

En el proceso llevado a cabo en el presente proyecto, el flujo de gas de entrada y la temperatura son parámetros inamovibles debido a que el flujo de 2,1 MMSCFD es el esperado en el pico máximo de producción con los pozos nuevos a perforar y la temperatura se obtiene debido al aerofriador dispuesto a la salida de los compresores que le dan cabeza a la torre absorbadora.

Según lo descrito anteriormente, se establece que los parámetros a variar son la presión de entrada del gas de proceso, la cual puede variar hasta 750 psig (condición máxima operativa de la planta de deshidratación de acuerdo con su diseño existente) y el flujo de TEG que puede circular para separar el vapor de agua del gas.

A partir de lo anterior, se evaluaron dos escenarios de operación para el sistema de absorción cuya variable dependiente es el contenido de agua a la salida del gas deshidratado:

- **Escenario 1:** Variación de la presión manteniendo el flujo de TEG actual en la torre constante.
- **Escenario 2:** Variación de flujo de TEG, manteniendo la presión actual de la torre constante.

5.1.1 Análisis del sistema de absorción

Para realizar un análisis certero de las condiciones óptimas de operación de la torre de absorción, se evaluaron los escenarios mencionados anteriormente. A pesar de que la variable de salida en la que se basa la selección es el contenido de agua, se tuvo en cuenta la influencia del cambio de flujo y/o presión en el HHV (*high heating value*), flujo de reposición, y flujo molar obtenido en el gas deshidratado.

En la tabla 24 y 25 se presentan los valores obtenidos para los siguientes escenarios evaluados:

- **Escenario 1:** Aumento de presión a flujo de TEG constante, en este caso, se mantiene el flujo de TEG constante (4 BPD) y se aumenta la presión entre la presión actual de operación y la presión máxima de operación permisible, es decir, entre 500 psig a 750 psig.
- **Escenario 2:** Aumento de flujo de TEG a presión constante: En este caso, se mantiene la presión de operación constante (500 psig) y se varía el flujo de TEG que entra a la torre desde el flujo de operación actual de 4 BPD hasta 24 BPD.

Tabla 24.

Resultados obtenidos escenario 1- Absorción

Caso	Presión	Contenido de agua (lb/SCF)	HHV (MMBTU/gal)	Makeup (bpd)	Flujo molar (MMSCFD)
Caso 1	500	1,63E-05	1,57E-04	5,04E-04	2,10
Caso 2	550	1,44E-05	1,57E-04	4,25E-04	2,10
Caso 3	600	1,28E-05	1,57E-04	3,57E-04	2,10
Caso 4	650	1,13E-05	1,57E-04	2,99E-04	2,10
Caso 5	700	9,95E-06	1,57E-04	2,47E-04	2,10
Caso 6	750	8,74E-06	1,57E-04	2,03E-04	2,10

Tabla 25.

Resultados obtenidos escenario 2- Absorción

Caso	Flujo de TEG (BPD)	Contenido de agua (lb/SCF)	HHV (MMBtu/gal)	Makeup (bpd)	Flujo molar (MMSCFD)
Caso 1	4,00	1,63E-05	1,57E-04	8,30E-03	2,10
Caso 2	8,00	1,60E-05	1,57E-04	8,45E-03	2,10
Caso 3	12,00	1,61E-05	1,57E-04	8,53E-03	2,10
Caso 4	16,00	1,62E-05	1,57E-04	8,62E-03	2,10
Caso 5	20,00	1,63E-05	1,57E-04	8,70E-03	2,10
Caso 6	24,00	1,64E-05	1,57E-04	8,79E-03	2,10

A partir de los datos obtenidos, se observa que en el primer escenario obtenidos como casos recomendados son las presiones más altas de 650 psig a 750 psig, sin embargo, para dejar un margen de seguridad, no se elige el 750 psig debido a que se está operando la torre a capacidad máxima de presión de los compresores. Además, una mayor presión, representa un mayor gasto energético al requerir mayor potencia en los compresores.

Por otro lado, para el segundo escenario evaluado, se observa que, el caso recomendado es el 2, debido a que en un flujo de TEG de 8 BPD, se alcanza un contenido mínimo de agua en el gas. Los valores superiores obtenidos representan que el TEG está saturado en agua por lo cual disminuye la eficiencia de la absorción.

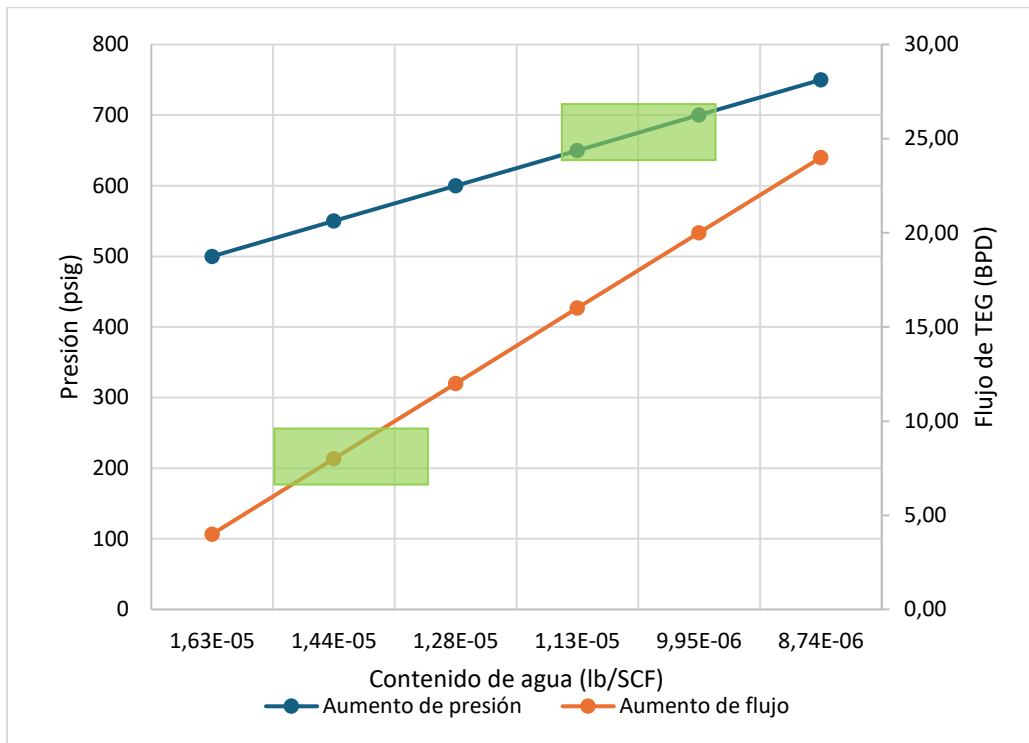
Los valores de HHV se mantienen constantes para todos los casos ya que la cantidad de agua en el gas deshidratado no influye en la capacidad calorífica del gas en gran medida como sí ocurre cuando tenemos contaminantes como el CO₂ que es un componente corrosivo y con capacidad calorífica muy baja.

En cuanto al *make up* o flujo de reposición, se infiere que, con el aumento de presión, el flujo requerido para reponer el TEG perdido durante el proceso disminuye ya que el proceso es más eficiente.

En la figura 20, se representan en verde los puntos recomendados de acuerdo con los resultados obtenidos.

Figura 20.

Análisis de variaciones en dos escenarios - Absorción



Las condiciones finalmente seleccionadas de operación de la torre son de 675 psig y flujo de 8 BPD. Cabe resaltar que con estos valores no se alcanza el valor requerido de 6 lb/MMSCFD, esto se debe a que el TEG recirculado contiene más agua a comparación de la composición recomendada por la literatura, este hallazgo es debido a que la torre de regeneración está operando a condiciones no óptimas para liberar el TEG lo más puro posible.

5.1.2 Análisis del sistema de regeneración

Para realizar un análisis certero de las condiciones óptimas de operación de la torre de regeneración, se evaluaron los escenarios mencionados anteriormente.

A pesar de que la variable a evaluar es la composición de agua en el TEG a la salida de la torre, también se tuvo en cuenta el cambio en la presión y la temperatura de la torre de regeneración para favorecer el requerimiento energético (potencia) y el contenido de gas deshidratado en la torre de absorción.

A continuación, se muestran los escenarios considerados para el sistema de regeneración:

- **Escenario 1:** Aumento de presión a entrada de torre de regeneración, en este caso, se mantienen las condiciones seleccionadas para el proceso de absorción (presión 675 psig, temperatura de 100°F a la entrada de la torre de absorción y 8 BPD en el TEG de entrada), se varían la presión de entrada a la torre de regeneración desde 5 psig a 20 psig con el fin de evaluar la potencia requerida por el rehervidor.
- **Escenario 2:** Aumento de temperatura a presión constante, en este caso, se mantiene la presión de operación constante (5 psig) y se varía la temperatura máxima alcanzada por el rehervidor. En este caso se evalúa la potencia requerida y el contenido de agua en la corriente de gas deshidratado.

En la tabla 26 y 27, se presentan los valores obtenidos para los dos escenarios evaluados:

Tabla 26.

Resultados obtenidos escenario 1- Regeneración

Casos	Presión (psig)	Potencia (HP)	Contenido de agua en Gas deshidratado (lb/SCF)
Caso 1	0	14,13	1,15E-05
Caso 2	5	13,90	1,40E-05
Caso 3	10	13,69	1,65E-05
Caso 4	15	13,48	1,89E-05
Caso 5	20	13,32	2,14E-05

Como se observa en la tabla anterior, si se aumenta la presión, disminuye el requerimiento de potencia en el rehervidor, sin embargo, se observa un aumento en el contenido de agua en el gas deshidratado ya que interfiere en la separación del agua absorbida en una primera etapa. Con el fin de no interferir en el proceso principal, no se recomienda aumentar a más de 10 psig en la entrada de la torre.

Tabla 27.

Resultados obtenidos escenario 2- Regeneración

Casos	Temperatura (°F)	Potencia (HP)	Contenido de agua en Gas deshidratado (lb/SCF)
Caso 1	340	13,11	1,41E-05
Caso 2	360	14,13	1,15E-05
Caso 3	380	15,09	9,37E-06
Caso 4	400	16,02	6,80E-06

Al analizar la variación de la temperatura, se infiere que la temperatura es la variable que más afecta en el despojo de la torre de regeneración y en consecuencia el contenido de agua en el gas deshidratado. Es posible aumentar la temperatura hasta 400°F sin afectar el TEG debido a que a 405°F se puede empezar a degradar.

A estas condiciones de temperatura, es posible llegar a un contenido de agua de 6,8 lb/MMSCFD. Ahora bien, teniendo en cuenta que todavía no se llega a la cantidad de agua requerida en el gas deshidratado, se sugiere mantener las condiciones establecidas en el presente capítulo y en el próximo capítulo se realizará un análisis para disminuir el contenido de agua en el gas.

6. Recomendaciones técnicas para optimizar la deshidratación con TEG de la planta objeto de estudio

Como se mencionó en los anteriores capítulos se seleccionaron las condiciones de operación que permitieran obtener un valor menor de contenido de agua en el gas.

En la tabla 28 se muestra un resumen de las variables seleccionadas.

Tabla 28.

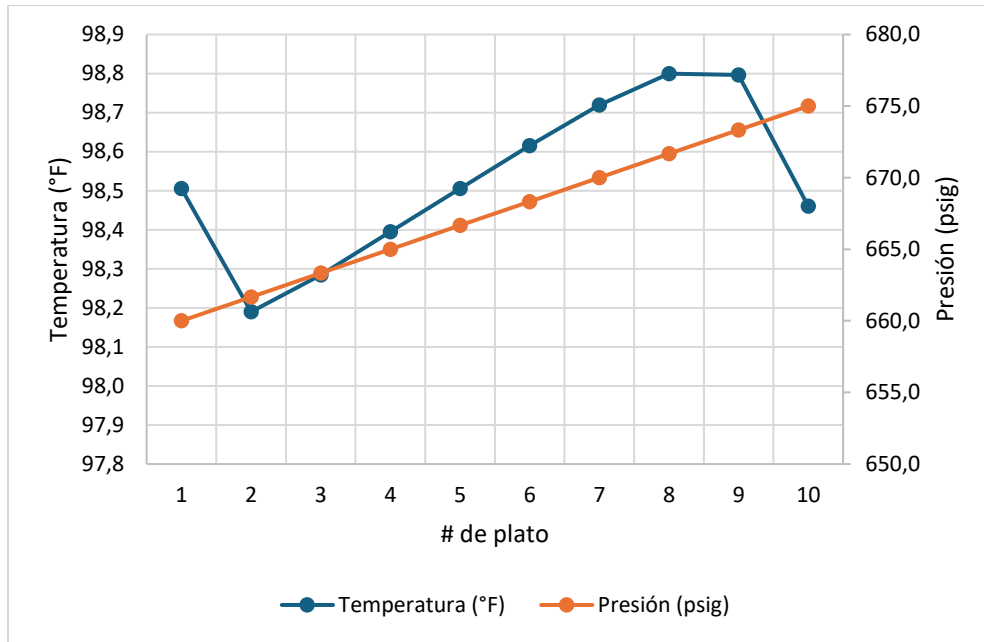
Variables seleccionadas para obtener un menor contenido de agua en el gas

Flujo de TEG (BPD)	Presión de la torre contactora (Psig)	Presión de entrada a la torre de regeneración (Psig)	Temperatura del rehervidor (°F)
8	675	10	400

Al realizar el análisis de simulación paramétrica de cada variable, se obtuvo un contenido de agua mínimo de 6,8 lb/MMSCFD. En las figuras 21, 22 y 23, se observan las condiciones de presión, temperatura para las torres de absorción- regeneración y el intercambiador de calor.

Figura 21.

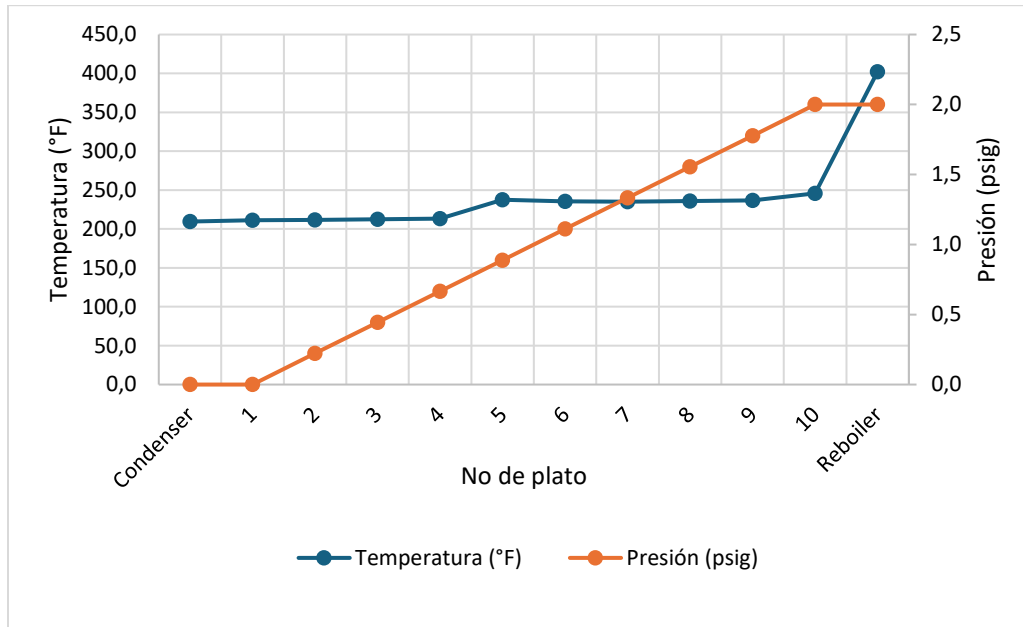
Torre de absorción condiciones nuevas sin optimizar



Como se observa en la Figura 21, la temperatura aumenta a medida que se realiza la absorción y existe más área de contacto entre el TEG que entra a mayor temperatura que el gas. Existe también una caída de presión a lo largo de la torre debido a que el gas entra en contacto con el TEG líquido y los platos de la torre, lo que ocasiona que se pierda presión del gas.

Figura 22.

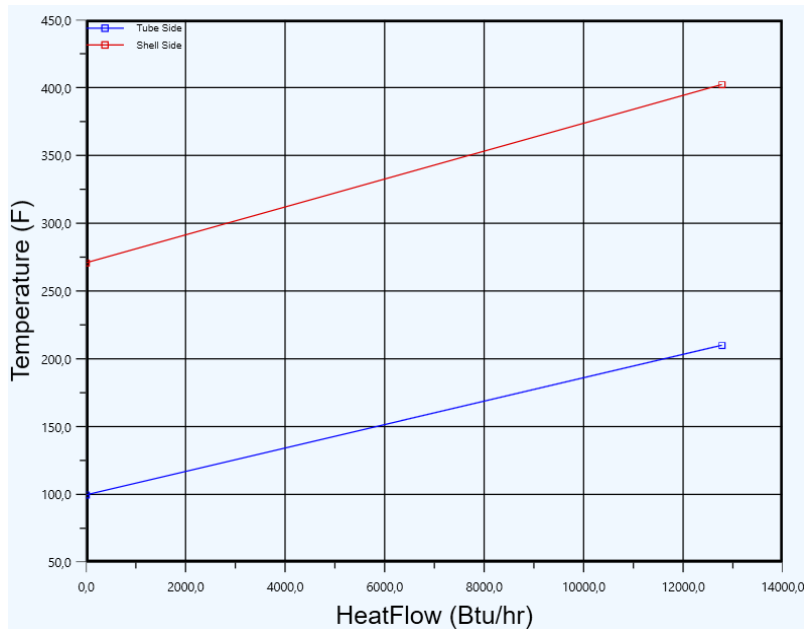
Torre de regeneración condiciones nuevas sin optimizar



En la figura 22, se observa que, para garantizar el despojo del agua en el TEG, es necesario mantener unas condiciones de presión bajas (atmosféricas), con el fin de generar un primer flasheo en la torre en donde se separará primero el vapor de agua debido a sus propiedades físico-químicas.

Figura 23.

Intercambiador de calor- condiciones nuevas sin optimizar



En la figura 23, el intercambiador de calor tiene la capacidad de proveer las condiciones requeridas para el proceso. Sin embargo, es recomendable validar la integridad y condiciones de diseño de este equipo, para verificar que pueda operar a temperaturas más altas ya que es necesario mejorar la desorción en la torre.

En la tabla 29, se muestran las condiciones operativas del condensador y rehervidor sin optimizar

Tabla 29.

Condiciones operativas del condensador y rehervidor sin optimizar

Condiciones condensador		Condiciones rehervidor	
Tipo	Total, reflux	Tipo	Regular
Temperatura (°F)	209,6	Temperatura (°F)	402,3
Presión (psig)	0	Presión (psig)	2

Condiciones condensador		Condiciones rehervidor	
Tipo	Total, reflux	Tipo	Regular
Duty	8664,8	Duty	32498,9
Reflux Flowrate	4,48E-03	Outlet Flowrate	8,86E-03

La razón de la pérdida de eficiencia en la torre absorbadora es debido a que al recircular el trietilenglicol pobre, viene de un proceso de separación que no permite obtener una composición similar de TEG+Agua como al inicio del proceso con TEG pobre.

Para resolver la situación presentada, se tienen ciertas restricciones:

- No se puede aumentar la presión en la torre absorbadora hasta un valor mayor a 750 psig, al ser un equipo existente cuyas condiciones de diseño están preestablecidas. Además, valores mayores influyen en el aumento de requerimiento energético por parte del sistema de compresión para aumentar esta presión.

- La temperatura en el rehervidor se restringe a 405 °F debido a que a esta temperatura puede iniciar a degradarse el TEG recuperado.

- Una disminución de la presión a la entrada de la torre de regeneración requiere una mayor potencia del rehervidor para garantizar una óptima separación del agua.

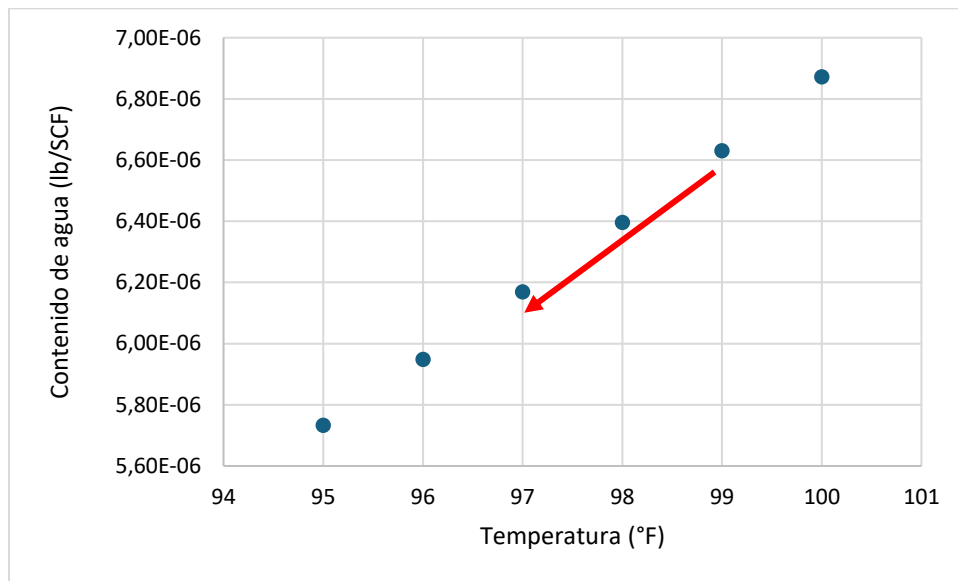
A partir de estas restricciones, es requerido realizar una evaluación del sistema con las variables independientes diferentes a las ya evaluadas, que se pueden emplear para alcanzar el valor requerido.

En este caso, se evaluó disminuir la temperatura del gas húmedo a la entrada del sistema de deshidratación para favorecer la absorción del agua en el TEG, debido a que sus polaridades se asemejan más y es posible que el vapor de agua se condense y sea absorbido por el TEG. Con la disminución de la temperatura del gas, se incluye también la temperatura a la entrada del TEG manteniendo la premisa de estar 10°F por encima de la temperatura del gas.

En la figura 24, se presenta un caso de estudio con lo expuesto anteriormente.

Figura 24.

Contenido de agua en Gas deshidratado variando la temperatura de entrada del gas húmedo.



A partir de la gráfica se infiere que una menor temperatura permite obtener una menor cantidad de agua en el gas deshidratado, por lo cual, se recomienda adicionar un sistema de enfriamiento aguas debajo de los compresores.

Se puede considerar un cambio en la tecnología de enfriamiento o un enfriamiento adicional para favorecer el proceso de absorción en la torre con las condiciones nuevas de operación del sistema.

En las figuras 25,26 y 27 se muestran las condiciones finales de operación recomendadas para que el sistema funcione acorde al requerimiento de contenido de agua en el gas deshidratado.

Figura 25.

Torre de absorción condiciones nuevas optimizadas

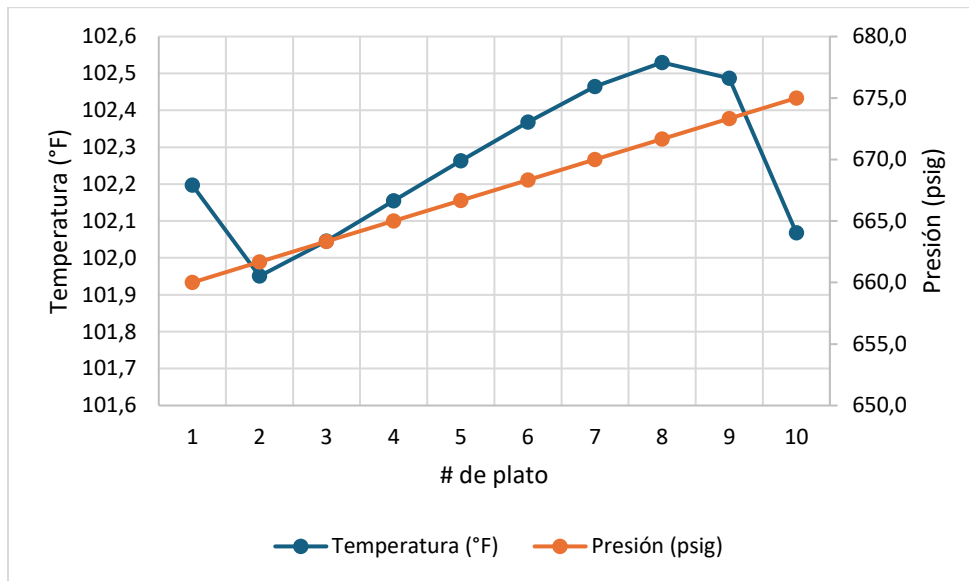


Figura 26.

Torre de regeneración condiciones nuevas optimizadas

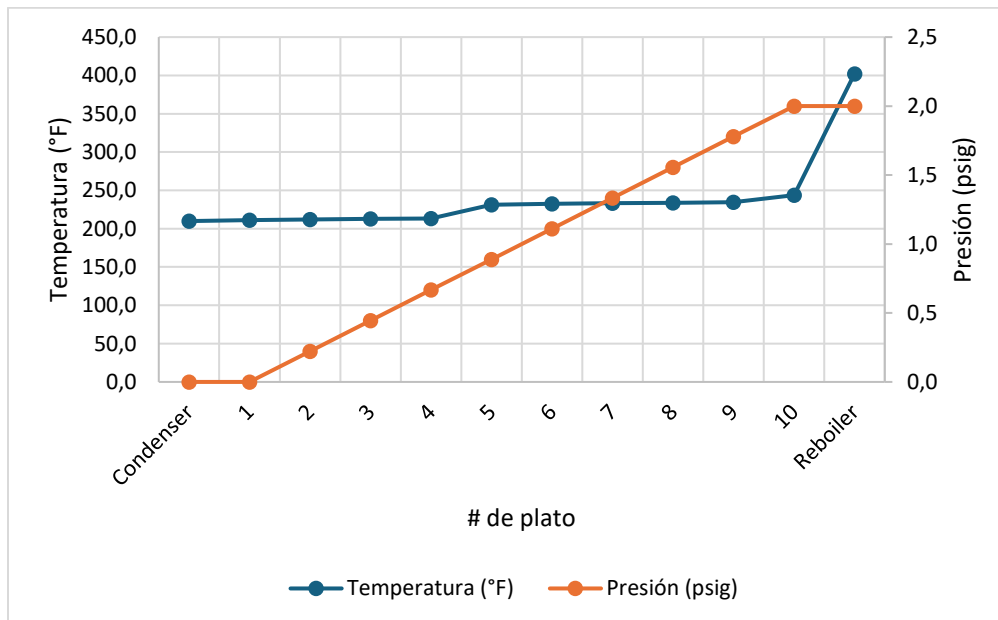
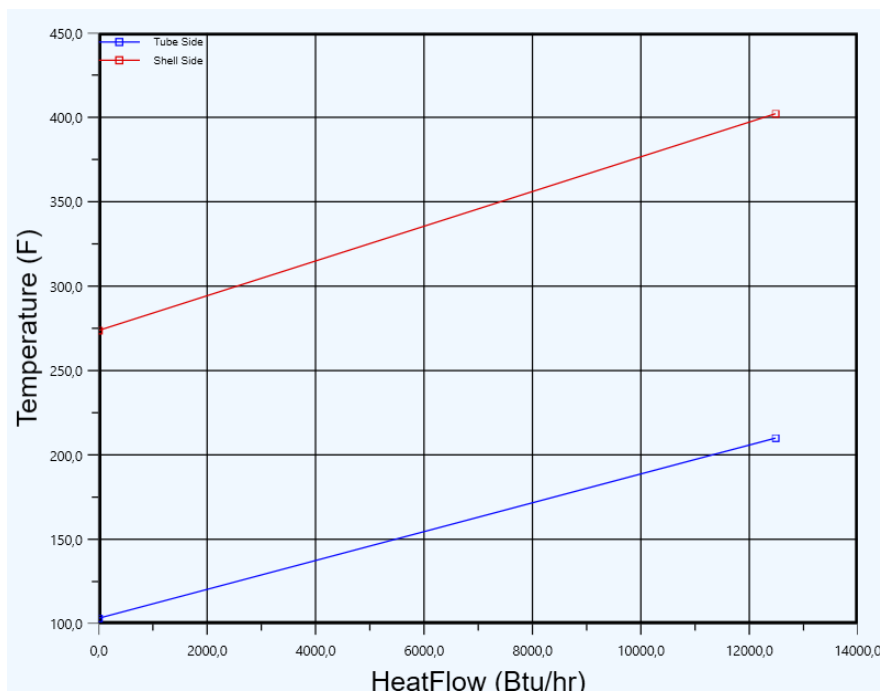


Figura 27.

Intercambiador de calor condiciones nuevas optimizadas



En la tabla 30, se establecen las condiciones nuevas para el condensador y el rehervidor de la torre de regeneración. La temperatura deberá aumentar para garantizar una mayor separación del TEG y así llevarlo más puro a la torre de absorción para garantizar que se obtenga un gas deshidratado con 6 lb de agua/1MMSCFD.

Tabla 30.

Condiciones operativas del condensador y reboiler optimizado

Condiciones condensador		Condiciones rehervidor	
Tipo	Total reflux	Tipo	Regular
Temperatura (°F)	209,9	Temperatura (°F)	402,1
Presión (psig)	0	Presión (psig)	2
Duty	9522,9	Duty	33975,1
Reflux Flowrate	4,92E-03	Outlet Flowrate	8,86E-03

En la tabla 31, se muestran las condiciones de operación finales para lograr la optimización de la planta de deshidratación y cumplir con el requerimiento del contenido de agua en el gas de 6 lb de agua/MMSCFD.

Tabla 31.

Condiciones operativas finales de planta de deshidratación

Flujo de TEG (BPD)	Presión de la torre contactora (Psig)	Temperatura a la entrada de la torre de absorción (°F)	Presión de entrada a la torre de regeneración (Psig)	Temperatura del rehervidor (°F)
8	675	96,5	10	402

Como se indicó anteriormente para lograr disminuir la temperatura a la entrada de la torre de absorción de 100°F a 96.5°F, se debe considerar un cambio en la tecnología de enfriamiento o un enfriamiento adicional para favorecer el proceso de absorción en la torre.

7. Análisis costo-beneficio para optimizar la deshidratación con TEG de la planta objeto de estudio

Para el desarrollo del trabajo de aplicación de la planta objeto de estudio, no se tiene contemplado como objetivo realizar un análisis económico, sin embargo, se abordará de manera general y con costos estimados el beneficio que tiene realizar la inclusión de un volumen adicional de gas al proceso.

Teniendo en cuenta la estimación del precio del gas natural tratado de 3,5 USD/MSCF y el incremento diario en el caudal de gas de 900 MSCF, los ingresos adicionales diarios serían:

$$900 \text{ MSCFD} * 3,5 \text{ USD/MSCF} = \mathbf{3150 \text{ USD/Día}}$$

Los ingresos adicionales mensuales serían:

$$3150 \text{ USD/Día} * 30 \text{ Días} = \mathbf{94500 \text{ USD/Mes}}$$

La inversión estimada para la inclusión del volumen de gas adicional y la optimización de la planta de deshidratación sería:

- Reemplazo (por deterioro) de 600 metros de línea de 6" ASTM A106 Grado B: 60000 USD.
- Tecnología adicional de enfriamiento (intercambiador): 160000 USD
- Costo de instalación y puesta en marcha: 16000 USD
- Costo de volumen adicional de TEG requerido (6,35 Bls): 3810 USD
- **Total, de inversión estimada: 239810 USD**

Teniendo en cuenta lo anterior, el tiempo de pago estimado para la inversión sería de 2,5 meses, lo que resulta ser rentable para el proyecto.

8. Conclusiones

Las condiciones actuales de operación de la planta de deshidratación de gas, no contemplan el envío a venta en gasoducto, por lo anterior se obtiene un contenido de agua de **15 lb/MMSCF**, sin embargo, para las nuevas condiciones con la inclusión del volumen adicional, se está evaluando

la venta directa a gasoducto por lo que el contenido de agua en el gas debe cumplir con los requerimientos establecidos de **6 lb/MMSCF**.

La planta actualmente se encuentra operando con 500 psi, debido a un deterioro en la integridad de línea que ocasionó una presión de trabajo menor a lo esperado (750 psi). De acuerdo con las condiciones de operación optimizadas la planta debe operar a 675 Psi, por lo anterior se debe contemplar un cambio de tramo en la línea de flujo.

El número de platos de la torre contactora es óptimo para garantizar la absorción del vapor de agua en el TEG, sin embargo, el contenido de agua obtenido en el gas deshidratado para el caso de condiciones nuevas es mayor al obtenido actualmente.

Se identificó un aumento significativo en el requerimiento energético de la planta de deshidratación de gas desde 6509 Btu/h a 7265 Btu/h, debido al aumento del flujo de gas desde 1,2 MMSCFD a 2,1 MMSCFD, de acuerdo con lo anterior, existe una mayor saturación de agua, lo que implica mayor contenido de agua en el TEG a ser recirculado.

El aumento en el flujo de TEG garantiza una mejor separación del agua hasta un punto mínimo, a partir de este punto, aumentar el flujo no garantiza una mayor absorción al no tener las condiciones de presión y temperatura necesarias para obtener el resultado requerido en la torre contactora.

Según el análisis realizado se evidenció que la temperatura es la variable que más afecta en el despojo de la torre de regeneración y en consecuencia el contenido de agua en el gas deshidratado. Es posible aumentar la temperatura hasta 400°F sin afectar el TEG debido a que a 405°F se puede empezar a degradar.

Las nuevas condiciones seleccionadas por optimización del proceso permiten obtener una cantidad de agua menor en el gas, sin embargo, es necesario disminuir la temperatura del gas a la

entrada del sistema hasta 96,5°F, con el fin de garantizar una primera condensación del agua en el separador aguas arriba de la torre contactora y así entrar al proceso de absorción con menos libras de agua por millón de pie cúbico de gas. De acuerdo con lo expuesto se debe considerar un cambio en la tecnología de enfriamiento o un enfriamiento adicional para favorecer el proceso de absorción en la torre.

Al realizar el análisis de costo-beneficio, se observa que el proyecto es rentable ya que el tiempo de pago es de 2,5 meses aproximadamente.

9. Recomendaciones

Se sugiere mejorar la instrumentación de la planta de deshidratación de gas, para garantizar la optimización y el correcto funcionamiento, se deben revisar los medidores de flujo de TEG, medidor de temperatura de los intercambiadores de calor y del rehervidor e instalar toma muestras en bombas Kim Ray.

Se sugiere realizar un análisis económico detallado, con los ajustes recomendados para optimizar la planta de deshidratación mediante absorción con TEG.

Se recomienda realizar un estudio con otras alternativas de deshidratación de gas, para cumplir con los requerimientos de venta establecidos de **6 lb/MMSCF**.

Si se plantea en el futuro otra campaña de perforación con un incremental adicional de gas, se recomienda evaluar económicamente el cambio de la torre de absorción y regeneración, para operar correctamente.

Referencias Bibliográficas

- Alireza, B. & Hari, V. (2009). *Simulation, Simple methodology for sizing of absorbers for TEG (triethylene glycol) gas dehydration systems.*
- Álvarez, C. & Porras, J, (2016). *Evaluación Técnica De Los Procesos Drizo, Cold Finger e Inyección De Gas Stripping Para La Regeneración Del Trietilenglicol (TEG) En Plantas De Deshidratación Del Gas Natural.* [Tesis]
- Baissac, R. & Heffner, R. (2019). *Optimización de Planta de Deshidratación de Gas mediante el uso de Glicol.* [Tesis]
- 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.*
- Ebrahiem, E.; Ibrahim, A.; Nassar, M. & Abdel, A. (2018), *A Comparison of Natural Gas Dehydration Methods.*
- Erdmann, S. (2012). *Análisis de sensibilidad por simulación del proceso de deshidratación de una planta de acondicionamiento de gas natural.*
- Exterran, Energy solution, L.P (2019), *Glicol units, Operation manual.*
- Kinigoma, B. & Ani, V, (2016), *Comparison of Gas Dehydration Methods based on Energy Consumption.*
- Maldonado, L. & Cuevas, I. (2014). *Deshidratación de gas natural por absorción.*
- Michael, N. & Pavel, D. (2011). *Comparison of three methods for natural gas dehydration.*
- Muñoz, L. & Jack, J. (2011). *Optimización en el proceso de deshidratación del gas natural con TEG (trietilenglicol) en la planta de gas.* [Tesis]

- Nematí, A.; Rouzbahani, M.; Bahmani, J. & Shariatic, T. (2014). *Simulation, optimization, and sensitivity analysis of a natural gas dehydration unit.*
- Netusil, M. & Ditl, P. (2011), *Comparison of three methods for natural gas dehydration, Science direct.*
- 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.
- Rincón, M. D. & Monroy, E. F. C. (2004). aplicación de esquemas de control avanzados en el proceso de deshidratación del gas natural. *Scientia et technica.*
- Rojas, A. (2006). *Estudio y optimización del sistema de deshidratación del Gas Natural con trietilenglicol (TEG) en la planta de procesamiento de gas Malvinas.*
- Salamat, R. (2012), *Gas Dehydration offshore or Onshore, How much and desing tips.*
- 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.*
- Vega, J. & Marmol, D. (2019). *Sistema de deshidratación de gas con unidad de trietilenglicol, Manual, Filosofía de operación.*