

**Evaluación de la eficiencia de una unidad deshidratadora de glicol para la
corriente de gas de un campo en el Piedemonte Llanero**

Jhon Afanador Quijano

Universidad Industrial de Santander
Facultad De Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Especialización en Ingeniería del Gas
Bucaramanga

2022

**Evaluación de la eficiencia de una unidad deshidratadora de glicol para la corriente de gas
de un campo en el Piedemonte Llanero**

Jhon Afanador Quijano

Trabajo de Grado para optar al título de Especialista en Ingeniería de Gas

Director

M.Sc. Helena Margarita Ribon Barrios

Ingeniera de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad De Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Ingeniería del Gas

Bucaramanga

2022

Dedicatoria

En esta oportunidad quiero agradecer primero al dueño de nuestro todo, a Dios, por permitirme lograr mis sueños y su voluntad.

A mi madre Ruth que dio todo su esfuerzo por sus hijos e inculcaron valores morales para ponerlos en práctica en los que haceres diarios.

A mi esposa y compañera de tan incansables luchas, quien sembró la semilla en mí del estudio.

A mis hijos que son el motor de mi vida.

Agradecimientos

El autor expresa sus sinceros agradecimientos a:

Los profesores por su apoyo y por dar lo mejor de sí en cada clase y a la escuela de Ingeniería de petróleos de la UIS

Al ingeniero Esteban Pardo de Sar Energy SAS por su desinteresada asesoría.

A los compañeros de trabajo por el aporte en cada tema para el mejor desarrollo de mis estudios académicos.

Abreviaturas

MMSCFD: Millones de pies cúbicos de gas día a condiciones estándar.

BTU: Unidad térmica británica.

URG: Unidad Regeneradora de Glicol.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

RUT: Reglamento único de transporte.

Lb/MMSCF: Libras de agua por millón de pies cúbicos de gas

GNC: Gas natural comprimido.

MEG: Monoetilenglicol.

TEG: Trietilenglicol.

BBL: Barriles.

GPM: Galones de líquido por mil pies cúbicos de gas procesado.

Tabla de contenido

Introducción	14
1. Capítulo 1: Descripción de la Monografía	16
1.1. Formulación de la problemática.....	16
1.2. Justificación.....	17
1.3. Objetivos	17
1.3.1 Objetivo General	17
1.3.2 Objetivos Específicos.....	17
2. Capítulo 2: Marco Teórico	18
2.1. Contenido de agua en el gas natural.....	18
2.2. Hidratos del gas natural.....	19
2.2.1 Generalidades	19
2.2.2 Formación de hidratos	20
2.3. Dosificación del Agente Inhibidor	23
2.3.1 Procedimiento para calcular la cantidad de inhibidor	25
2.4. Regeneración de Monoetilenglicol	26
2.4.1 Operación	26
2.4.2 Unidad Regeneradora de Glicol Típica.....	27
3. Descripción de la estación del campo base estudio.....	33
3.1. Información General	33
3.2. Descripción de las Instalaciones	33
4. Aspectos Operativos de la Planta de Tratamiento de Fluidos.....	34
4.1. Condiciones de Operación.	34
4.2. Composición del Gas de Entrada a Planta de Tratamiento de Fluidos	36
4.3. Contenido de agua del gas natural en campo de la Planta estudio.....	38
4.4. Formación de Hidratos en el Gas de la Planta Estudio	39
4.5. Cálculo de la Dosificación del Agente Inhibidor de la Planta Estudio	40
5. Sistema General de la Unidad Regeneradora de Monoetilenglicol de la Planta Estudio..	42
5.1. Simulación del Proceso	43
5.1.1 Metodología	43

5.2.	Comparación de la Simulación con los datos de planta	49
5.3.	Estudio de Sensibilidad en el Rehervidor	50
5.3.1	Temperatura del rehervidor.....	50
6.	Análisis y Comparación de los Resultados	55
7.	Conclusiones	57
8.	Recomendaciones.....	58
	Bibliografía	60
	Anexos	62

Listado de Figuras

Figura 1. Sistema de inhibición de hidratos con glicol.....	26
Figura 2. Flujo de Glicol a través de un sistema de deshidratación de glicol típico.....	27
Figura 3. Separador Gas-Glicol –Condensado.	29
Figura 4. Columna Destiladora en la cima de una Regeneradora de Glicol.	30
Figura 5. Vista simplificada del sistema de tratamiento de fluidos del campo.	36
Figura 6. Diagrama de fases Gas Natural Planta de Tratamiento de Fluidos de la planta estudio.	37
Figura 7. Curva Formación de Hidratos de Gas Planta estudio.....	40
Figura 8. Sistema Glicol	43
Figura 9. Metodología de simulación en 4 pasos.....	44
Figura 10. Humedad del gas de entrada.....	46
Figura 11. Temperatura de formación de Hidratos.....	47
Figura 12. Diagrama de Flujo del proceso de regeneración de glicol de gas natural,	49
Figura 13. Selección de variables caso estudio.....	51
Figura 14. Parámetros caso estudio.	52
Figura 15. Variación de la fracción másica del MEG pobre con la temperatura.....	53
Figura 16. Variación de la fracción másica del MEG rico con la temperatura.....	54
Figura 17. Solubilidad de agua en hidrocarburos gaseosos.	63
Figura 18. Carta de contenido de agua de McKetta y Wehe	64
Figura 19. Corrección del contenido de agua por gravedad específica	66
Figura 20. Corrección del contenido de agua por salinidad.	66
Figura 21. Contenido efectivo de agua de H ₂ S en una mezcla de gas natural.	68

Figura 22. Contenido efectivo de agua de CO ₂ en una mezcla de gas natural.....	69
---	----

Listado de Tablas

Tabla 1. Constante inhibidores químicos (Ecuación de Hammerschmidt's)	24
Tabla 2. Base de Diseño, Composición de Gas Natural.	36
Tabla 3. Muestras tomadas de Monoetilenglicol en campo.	38
Tabla 4. Composición del Gas Natural que ingresa a la Planta	45
Tabla 5. Comparación de resultados Planta estudio vs Hysys.	50
Tabla 6. Respuesta a la variación en la temperatura del rehervidor	52
Tabla 7. Características del gas en la Planta estudio.....	55
Tabla 8. Análisis en campo de muestras de Glicol	58
Tabla 9. Propiedades de los glicoles usados en la deshidratación.	71
Tabla 10. Datos operacionales de los glicoles	72

Resumen

Título: Evaluación de la eficiencia de una unidad deshidratadora de glicol para la corriente de gas de un campo en el Piedemonte Llanero*.

Autor: Jhon Levinson Afanador Quijano**.

Palabras clave: Inhibición, Deshidratación, Unidad Deshidratadora De Glicol, Monoetilenglicol, Regeneración.

Descripción:

El gas natural durante su producción de yacimiento a superficie se enfría debido a la reducción de presión y a la transferencia de calor hacia la formación. Cuando alcanza la superficie el gas está saturado con vapor de agua y al enfriarse se forma agua libre, lo cual ocasiona formación de hidratos que causan serios daños a los equipos y restricciones al flujo, este contenido de agua debe ser removido para prevenir la formación de hidratos y disminuir los efectos de la corrosión debido a trazas de CO₂ y H₂S en la corriente del gas. Dependiendo de la composición del gas a procesar, se define si es necesario deshidratar o inhibir la corriente de gas.

Para garantizar condiciones seguras de operación en la planta del Campo de estudio, se emplea un sistema de inhibición termodinámica para reducir la temperatura de formación de hidratos, se utiliza el Monoetilenglicol como agente inhibidor, debido a su bajo costo, baja viscosidad y solubilidad en hidrocarburos líquidos.

El objetivo de esta monografía es evaluar la eficiencia de la unidad deshidratadora de glicol para la corriente de gas en el campo estudio, con la finalidad de evitar la formación de hidratos y plantear mejoras, para lo cual, se realizaron simulaciones en Hysys con el fin de determinar la eficiencia de la planta estudio versus la simulada. De acuerdo con los resultados obtenidos se debe aumentar la temperatura del rehervidor a 290°F y obtener mayor pureza de concentración másica en el Glicol Pobre de 86.34 %.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Msc. Helena Ribon.

Abstract

Title: Evaluation of the efficiency of a glycol dehydration unit for the gas stream of a field in the Piedemonte Llanero*

Author: Jhon Levinson Afanador Quijano**.

Key words: Absorption, Dehydration, Glycol Dehydration Unit, Monoethylene Glycol, Regeneration.

Description:

Natural gas during its production from reservoir to surface cools due to pressure reduction and heat transfer to the formation. When it reaches the surface the gas is saturated with water vapor and upon cooling free water is formed which causes hydrate formation causing serious damage to equipment and flow restrictions, this water content must be removed to prevent hydrate formation and decrease the effects of corrosion due to traces of CO₂ and H₂S in the gas stream. Depending on the composition of the gas to be processed, it is defined whether it is necessary to dehydrate or inhibit the gas stream.

In order to guarantee safe operating conditions in the field of the study plant, a thermodynamic inhibition system is used to reduce the hydrate formation temperature. Monoethylene glycol is used as inhibitor agent, due to its low cost, low viscosity and solubility in liquid hydrocarbons.

The objective of this monograph is to evaluate the efficiency of the glycol dehydration unit for the studying field gas stream in order to avoid hydrate formation and to propose improvements. Simulations were performed in Hysys in order to determine the efficiency of the study plant versus the simulated one.

According to the results obtained, the reboiler temperature should be increased to 290°F and obtain a higher purity of mass concentration in the Poor Glycol of 86.34 %.

Introducción

El campo petrolero donde se encuentra la planta de estudio está ubicado en el departamento de Arauca, en el piedemonte llanero. La estación actualmente tiene una producción aproximada de 7900 bbl de crudo con una gravedad API de 37° y 5.0 mmscfd de gas natural procesados, de los cuales 3.0 mmscfd son utilizados en generación de energía eléctrica para ser entregados a la red nacional a través de Termoarauca, 1.0 mmscfd son utilizados para gas natural comprimido (GNC) y el restante son líquidos extraídos de la corriente de gas que entran a la planta de tratamiento de fluidos donde pasan a través de torres de fraccionamiento De-etenizadora y De-butanizadora, de allí se obtienen 530 bbl de GLP y 240 bbl de Nafta.

Una cantidad apreciable de componentes pesados es sometida a una serie de procesos para remover los componentes no deseados (vapor de agua, H_2S y CO_2) y condensar los componentes más pesados de la corriente de gas. Dentro del proceso se cuenta con separación, compresión, enfriamiento y fraccionamiento.

En el proceso de enfriamiento mecánico (Chiller) el sistema de inhibición termodinámica con Monoetilenglicol (Regeneración e Inyección) juega un papel muy importante ya que permite llegar a temperaturas por debajo de los $-10\text{ }^{\circ}F$ y así lograr condensar la mayor cantidad de componentes pesados de la corriente del gas y mantener óptimas las variables operativas del proceso. Sin embargo, fallas operacionales del sistema de inhibición con glicol generan pérdida de eficiencia en el sistema de frío (intercambiadores) ya que los hidratos taponan equipos y tuberías, desencadenando una serie de problemas que son reflejados en la menor producción de los líquidos (GLP y Nafta) ocasionando el aumento en el poder calorífico del gas de venta lo que representa pérdidas económicas significativas.

Además de lo mencionado anteriormente, se evidencian trazas de líquidos en la corriente de generación y gas natural comprimido (GNC), lo cual ocasiona altos costos por mantenimientos no planeados así como un impacto en la confiabilidad del sistema de generación de energía eléctrica que se distribuye a la red nacional, el vapor de agua incrementa el volumen y disminuye el poder calorífico del gas (Mokhatab et al., 2018, p. 357).

Existen varios métodos para inhibir la formación de hidratos en la corriente del gas natural como lo son los inhibidores químicos utilizando etanol, metanol y los glicoles que son los más usados en la industria colombiana. La elección del agente inhibidor ideal depende en gran medida de las condiciones del gas de entrada al sistema de tratamiento; en donde se tiene que considerar factores importantes como lo son la composición de la corriente del gas, presión y temperatura.

El presente trabajo de monografía presentará un estudio detallado del equipo de regeneración de glicol actual donde se evaluará la eficiencia a través de una simulación numérica, los procedimientos y cálculos de eficiencia y experiencias del sistema de inhibición termodinámico con Monoetilenglicol (Regeneración e Inyección); identificación de las ventajas y desventajas del sistema de inhibición de hidratos con glicol.

1. Capítulo 1: Descripción de la Monografía

1.1. Formulación de la problemática

El gas natural en Colombia juega un papel muy importante en la industria minero energética debido a la transición energética por la que apuesta el país, su uso industrializado es cada vez más común en diferentes sectores de la economía (Corredor, 2018, pp. 13-14).

Colombia, según datos del IDEAM de 2020, emite anualmente 239 millones de toneladas de dióxido de carbono (CO₂), esta cifra equivale al 0,47% de las toneladas que se emiten a nivel mundial pese a ser un gas natural, el CO₂, así como el metano, contribuyen al calentamiento global cuando se acumulan en la atmósfera. Las actividades humanas, como la quema de combustibles fósiles han generado niveles elevados de CO₂ en la atmósfera y han influido directamente en el aumento de la temperatura a nivel global (SISAIRE et al., 2020).

Como otros países del mundo Colombia está trabajando en una estrategia de descarbonización a largo plazo, durante la Cumbre de Acción Climática en 2019, 77 países y más de 100 ciudades se comprometieron a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero para alcanzar la neutralidad de carbono en 2050. Sin embargo, en América Latina y el Caribe, la economía depende de sectores que generan altas emisiones de CO₂, como la industria petrolera, las actividades agrícolas legales e ilegales, la de energía y la agricultura a gran escala.

En la última década, las emisiones globales de Gases Efecto Invernadero (GEI) aumentaron a una tasa anual de 1.5%, si bien la desaceleración económica generada por la pandemia disminuyó las emisiones de GEI, este descenso fue temporal y no disminuyó significativamente la concentración acumulada histórica de CO₂ en la atmosfera (Manso, 2020).

1.2. Justificación

El gas natural durante su producción de yacimiento a superficie se enfría debido a la reducción de presión y a la transferencia de calor hacia la formación. Cuando alcanza la superficie el gas está saturado con vapor de agua y al enfriarse se forma agua libre lo cual ocasiona formación de hidratos, que causan serios daños a los equipos y restricciones al flujo.

Para garantizar condiciones seguras de operación en la planta estudio se emplea un sistema de inhibición termodinámica para reducir la temperatura de formación de hidratos se utiliza el Monoetilenglicol como agente inhibidor, debido a su bajo costo, baja viscosidad y solubilidad en hidrocarburos líquidos. Para que la inhibición sea efectiva, el inhibidor debe estar presente en el punto exacto en el cual el gas húmedo es enfriado a su temperatura de hidrato.

1.3. Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Evaluar la eficiencia de la unidad deshidratadora de glicol para la corriente de gas del campo en la planta estudio con la finalidad de evitar formación de hidratos.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar la corriente de gas del campo en la planta estudio (contenido de agua, pesados, tasas, condiciones de operación)
- Analizar las variables operativas del proceso de la unidad regeneradora de Glicol en el campo de la planta estudio (inyección y regeneración), y realizar un comparativo del sistema instalado en campo con respecto al simulado
- Evaluar la eficiencia del sistema mediante simulación numérica de las variables de proceso (Caso base y análisis de sensibilidad) y plantear mejoras.

2. Capítulo 2: Marco Teórico

En este capítulo se describirá brevemente los conceptos básicos y generalidades del proceso para realizar una caracterización de la corriente de gas y los principales métodos usados en la industria colombiana para la inhibición de hidratos y regeneración del Glicol.

2.1. Contenido de agua en el gas natural

Como todo proceso la materia prima final debe cumplir unos parámetros mínimos de calidad, cuando el gas natural está cargado con agua; cabe decir saturado, produce senos o depósitos de líquidos esto ocurre al aumentar la presión o al disminuir la temperatura en la corriente del gas (Montenegro, 2021).

Debido a la cantidad de agua en equilibrio que contiene el gas es mandatorio llevarlo a un proceso de deshidratación, el cual se define como el proceso de remover el vapor de agua que está asociado en la corriente de un gas. El vapor de agua es sin duda la impureza indeseable más común en un flujo de gas y dependiendo de la temperatura y la presión, permanecen en promedio 25 – 120 lbs de agua/ MMSCF de gas. Las principales razones para remover el vapor de agua del gas natural son las siguientes:

- a. El agua libre y el gas natural pueden formar hidratos que taponan las tuberías, equipos y accesorios.
- b. El agua libre del gas natural es corrosiva principalmente si contienen compuestos como CO_2 y H_2S .
- c. El vapor de agua del gas natural puede condensarse en las líneas llegando a causar obstrucción.

- d. Garantizar el correcto funcionamiento de los compresores.
- e. Cumplir con las condiciones RUT (reglamento único de transporte).

En el anexo A, se presenta la información relacionada con la solubilidad del agua en hidrocarburos, gas natural, gases dulces y gases ácidos.

2.2. Hidratos del gas natural

2.2.1 Generalidades

Los hidratos son compuestos cristalinos que tienen apariencia de hielo y están constituidos por agua y gas; los hidrocarburos de bajo peso molecular como el metano, etano, propano e isobutano y otros gases (nitrógeno, CO₂, H₂S) al mezclarse con agua y en condiciones de alta presión de 363 psig hasta 1596 psig y bajas temperatura entre 36 °F y 54 °F (Koh, 2002) pueden formar hidratos de gas (Navarro & Moreno, 2013).

Los hidratos fueron descubiertos por Sir Humphrey Davy en 1810, Sin embargo, fue hasta el año 1934 cuando Hammerschmidt reportó que los mismos se pueden formar en ductos y tuberías durante los procesos de producción y transporte del gas natural, obstruyendo el flujo de gas y ocasionando elevadas caídas de presión a lo largo de las mismas (Hammerschmidt, 1934)

Este primer trabajo motivó posteriores investigaciones sobre la formación de los hidratos en corrientes de gas natural, y llevo al desarrollo e implementación de los primeros métodos predictivos y técnicas de inhibición de los hidratos de gas natural (Pickering et al., 2001)

Más de ocho décadas después, el taponamiento de gasoductos por causa de la formación de hidratos sigue representando un problema para la industria del gas natural, debido a que pone en riesgo la seguridad en operaciones de producción y puede ocasionar sustanciales pérdidas económicas (Koh, 2002),

La composición de los hidratos es aproximadamente un 10% de hidrocarburos y un 90% de agua, su gravedad específica es aproximadamente de 0,98 y flotan en el agua, pero se hunden en los hidrocarburos líquidos.

2.2.2 Formación de hidratos

La formación de hidratos es quizás la causa más común en las plantas de tratamientos de gas, debido a las bajas temperaturas que se manejan en el proceso, estos hidratos podrían causar taponamiento de intercambiadores, líneas de flujo, válvulas y choques (Navarro & Moreno, 2013).

Para cualquier composición particular de gas a una presión dada hay una temperatura por debajo de la cual se formarán hidratos y por encima de la cual no se formarán. A medida que incrementa la presión, la temperatura de formación del hidrato también aumenta. Si en la corriente de gas no hay agua libre, es decir, agua en estado líquido, los hidratos no podrán formarse tan fácilmente. La formación de hidratos también se acelera debido a diversos factores como la agitación y altas velocidades (Santos, 2021).

Condiciones para el incremento de formación de hidratos.

Principales consideraciones:

- a. Temperaturas bajas: A menor temperatura, se tiene en el proceso la tendencia de tener agua en estado líquido, por tal motivo formación de hidratos
- b. Presiones altas: Las presiones altas aumentan la temperatura de formación de hidratos.
- c. Velocidades altas: Cuando la velocidad del fluido es alta, la formación de hidratos es muy probable en elementos con restricciones de flujo como válvulas de estrangulamiento o platinas de medición.

- d. Gravedad Específica Alta: Se ha evidenciado que cuando mayor sea la densidad de un gas más fácilmente se formaran hidratos.
- e. Presencia de ácido sulfhídrico y dióxido de carbono: Estos compuestos aumentan la temperatura de formación de hidratos a una misma presión, por la capacidad de retener agua.

Métodos para prevenir la formación de hidratos.

Existen diferentes métodos para prevenir la formación de hidratos de gas natural, pero para la elaboración de este trabajo, solo se va a enfocar en el desecante líquido higroscópico no volátil, inodoro e incoloro llamado glicol (Santos, 2021).

Se puede prevenir la formación de hidratos mediante los siguientes métodos:

- Deshidratación por adsorción
- Deshidratación por absorción
- Inyección de sustancias inhibidoras

De estos tres métodos, usualmente se prefiere el segundo (b), pero los otros dos son satisfactorios para algunos casos.

A continuación, se describe brevemente cada procedimiento.

a. Deshidratación por adsorción.

Emplean sólidos que retienen el agua de la fase gaseosa ya sea por adsorción superficial y condensación capilar o por una reacción química.

La adsorción presenta algunas desventajas frente a la absorción: Alto costo económico inicial, desecantes sensibles a contaminación (normalmente con aceites pesados), capacidad de caudales que declina con la presión, la caída de presión es mayor que en el caso de la absorción.

Una de las mayores ventajas es que se obtiene un gas muy seco. La mayoría de las unidades brindan un punto de rocío de $(-29,2^{\circ}\text{F})$, durante la primera parte del ciclo (Amado & Villacreces, 2015).

b. Deshidratación por absorción.

En este proceso se utilizan desecantes líquidos, es el método más económico cuando se tienen las especificaciones requeridas de deshidratación.

Los líquidos normalmente más usados para la deshidratación del gas natural son el Etilenglicol (EG), Dietilenglicol (DEG) y el Trietilenglicol (TEG). En general, los glicoles se usan para aplicaciones donde se requieren depresiones del punto de rocío de 60°F a 120°F . El Trietilenglicol (TEG) es el glicol más comúnmente usado.

c. Inyección de sustancias inhibidoras

El alcohol metanol y los glicoles son comúnmente usados como depresivos de hidratos y de temperaturas de congelamiento, es decir, para disminuir las temperaturas de formación de hidratos. Todos ellos pueden ser regenerados y recuperados, pero la recuperación del metanol es muy costosa económicamente (Navarro & Moreno, 2013).

Para la inyección y regeneración continua en condiciones no criogénicas, alguno de los glicoles ofrece ventajas económicas. En condiciones criogénicas generalmente se prefiere el metanol, ya que la viscosidad de los glicoles hace que la separación efectiva sea muy difícil.

En la inyección de glicoles para la inhibición termodinámica se han usado el Monoetilenglicol, di-etilen-glicol y el tri-etilenglicol, el más usado es el primero, por su bajo costo, baja viscosidad y baja solubilidad en hidratos líquidos (Whitman, 2018).

El uso del di-etilen-glicol solo es aconsejable sobre los 14°F , porque de lo contrario se tiene problemas de viscosidad y de separación si hay hidrocarburos líquidos.

Cualquier clase de inhibidor en fase gaseosa tiene un efecto mínimo sobre los hidratos. Los glicoles, aunque no congelan en forma de sólidos, pueden formar una solución obstructora que perjudica el correcto flujo (Navarro & Moreno, 2013).

Para el cálculo de la cantidad de los glicoles más comunes se puede lograr estimaciones de las propiedades de las mezclas glicol-agua con el promedio de fracción de peso de las curvas apropiadas en cada figura (en forma porcentual). Para determinar las propiedades de estas mezclas a bajas temperaturas, las curvas de glicol puro y agua han sido extrapoladas por debajo de sus puntos de congelamiento.

El inhibidor deberá estar presente en los puntos donde el gas húmedo es enfriado a su temperatura de hidratos. Por tanto, el inhibidor es rociado generalmente sobre la cara de la alimentación de gas del haz de tubos de los intercambiadores de calor y del Chiller donde está presente el agua libre. La inyección debe ser a través de boquillas para que sea homogénea, y permitir una buena distribución de cada tubo de los intercambiadores y en el Chiller que operan por debajo de la temperatura de hidratos del gas (Amado & Villacreces, 2015).

El glicol y el agua absorbidos se separan de la corriente gaseosa posiblemente con hidrocarburos líquidos. La mezcla de agua-glicol e hidrocarburos líquidos pueden emulsionarse cuando se agitan o cuando pasan de una alta a una baja presión. Un cálculo cuidadoso del separador permite una recuperación casi total del glicol, para su posterior regeneración.

En el sistema de inyección, la regeneración del glicol debe producir una solución de glicol con un punto de congelamiento inferior a la temperatura mínima del sistema.

2.3. Dosificación del Agente Inhibidor

La concentración mínima del inhibidor en la fase de agua libre puede calcularse en forma aproximada con la ecuación de Hammerschmidt's:

Ecuación 1. Hammerschmidt's

$$d = \frac{K * X_i}{PM_i (1 - X_i)}$$

d = Depresión o disminución en la temperatura de formación de hidratos en °F

K = Constante que depende del tipo de inhibidor, 4000 para glicoles, 2335 para metanol.

PMi = Peso molecular del agente inhibidor.

Xi = Fracción en peso del agente inhibidor en la solución acuosa.

Tabla 1.

Constante inhibidores químicos (Ecuación de Hammerschmidt's)

Inhibidor	MW	K
Metanol	32.04	2335
Etilenglicol	62.07	2200
Propilenglicol	76.10	3590
Dietilenglicol	106.10	4370

Nota. Tomado de (Santos, 2021, p. 284)

Para concentraciones de metanol hasta 50 % en peso la ecuación de Nielsen Bucklin (1983) ofrece una mejor expresión

Ecuación 2. Nielsen Bucklin

$$d = -129.6 * \ln(X_{H_2O})$$

Balance de materia para determinar la tasa de flujo del inhibidor requerido en la fase agua:

Ecuación 3. tasa de flujo del inhibidor

$$m_I = \frac{X_R * m_{H_2O}}{X_L - X_R}$$

Donde:

m_I = Flujo másico de inhibidor, lb/hr

m_{H₂O} = Flujo másico de agua, lb/hr

X_R, X_L = Fracción en peso de inhibidor rico y pobre en agua

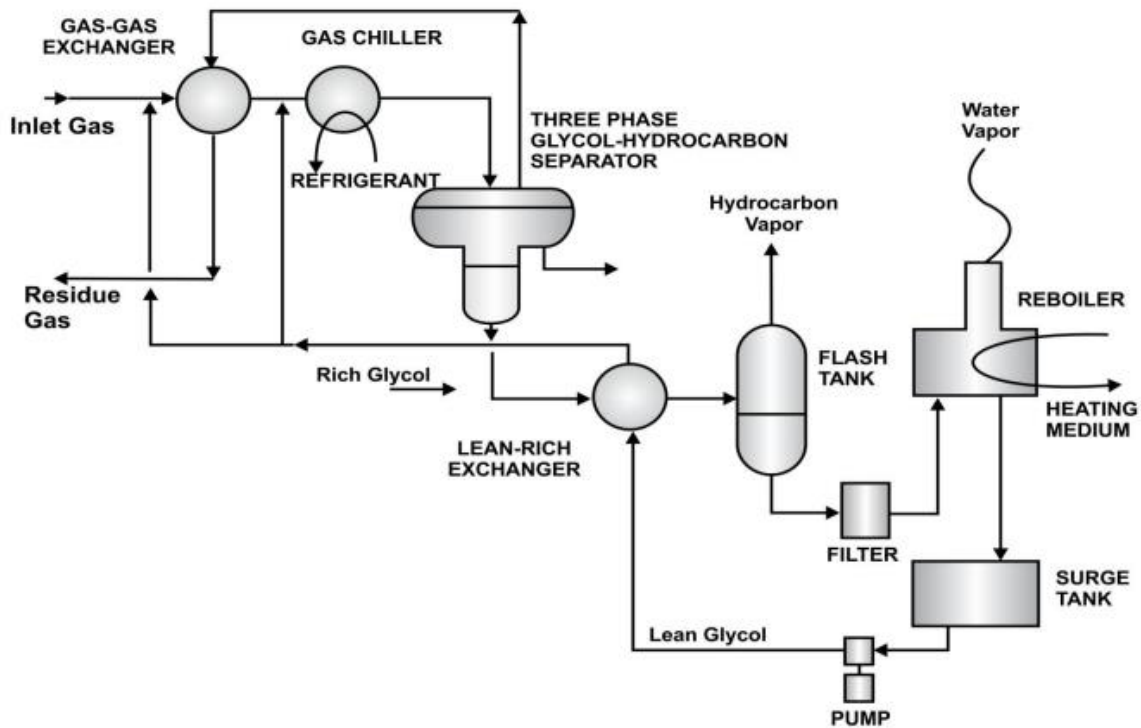
2.3.1 Procedimiento para calcular la cantidad de inhibidor

- Se determina la temperatura de formación de hidratos del gas (algunas veces es conocido) a presión de entrada y la temperatura mínima en el sistema. Haciendo una diferencia entre estas dos temperaturas se calcula la disminución en la temperatura de formación de hidratos requerida (Navarro & Moreno, 2013).
- La disminución encontrada se reemplaza en la ecuación de Hammerschmidt (Ecuación 1) para hallar la concentración mínima de inhibidor en el sistema, esto es, la concentración a la salida del sistema. Si no cumple con las condiciones de porcentaje en peso se utilizará la ecuación de Nielsen-Bucklin (Ecuación 2) para concentraciones más elevadas.
- Se determina la cantidad de agua que entra al sistema por cada MMPCS de gas de alimento a las condiciones de entrada (Ver anexo A Figura 16. Carta de contenido de agua de McKetta y Wehe)
- Se plantean balances de masa para el agua y el inhibidor con el fin de determinar la tasa de inyección de inhibidor a una concentración de entrada preestablecida. (Ecuación 3)
- Encontrar tanto las pérdidas por evaporación como las pérdidas por solubilidad en hidrocarburos (método gráfico) cuando se trabaja con metanol. Cuando se utilizan glicoles estas pérdidas se pueden despreciar ya que son muy pequeñas (Santos, 2021, p. 293).

- La cantidad y pureza del inhibidor a ser inyectado, no solo debe ser suficiente para prevenir el congelamiento de la fase inhibidor-agua, sino también para proveer para la fase vapor y la solubilidad del inhibidor en cualquier hidrocarburo líquido, una concentración típica está entre el 82% y 90% en peso (Santos, 2021, p. 293).
- Propiedades de inhibidores de hidratos. (Ver anexo B)
- Datos operacionales de los Glicoles (Ver anexo C)

Figura 1.

Sistema de inhibición de hidratos con glicol



Fuente. (Santos, 2021, p. 293)

2.4. Regeneración de Monoetilenglicol

2.4.1 Operación

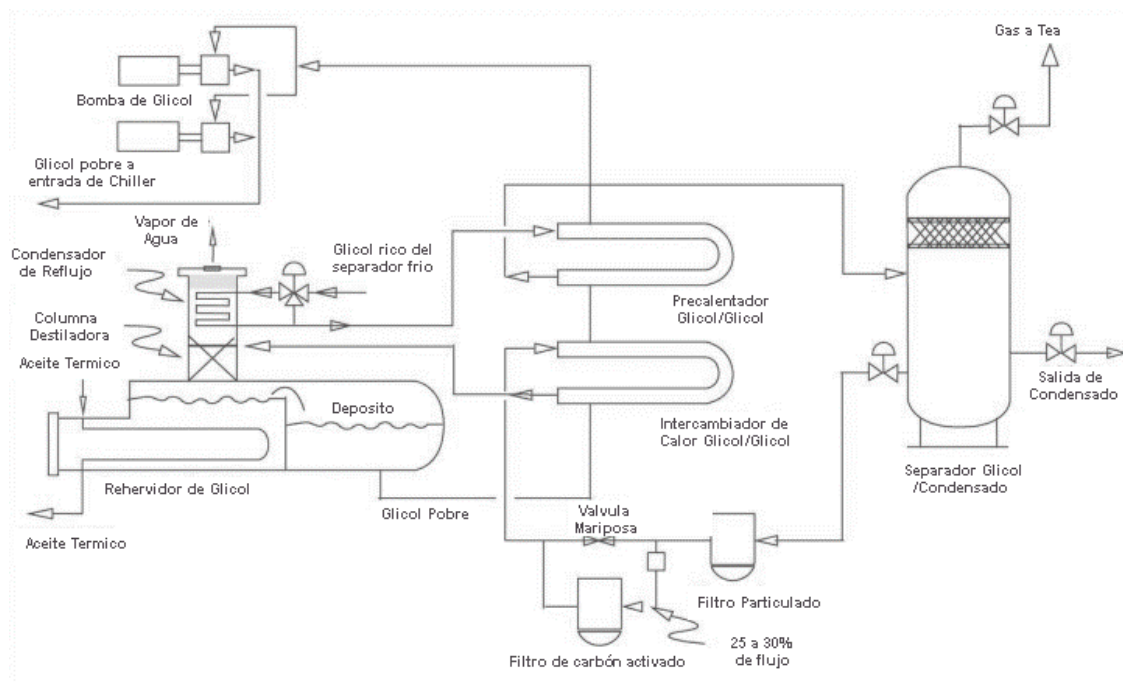
Después de que la solución acuosa de Monoetilenglicol rico en agua, retorna al sistema de regeneración para que a través de un proceso de calentamiento y por diferencia de temperaturas de

degradación sea separada de la mezcla, el agua que está contenida en el MEG y retorne al sistema de inyección con una pureza preestablecida para la inhibición de hidratos, de esta forma el sistema de inhibición termodinámica trabaja en un circuito cerrado de inyección y regeneración (Lemus & Cuevas, 2014).

El esquema de la figura 2 muestra el flujo de un sistema de regeneración de glicol.

Figura 2.

Flujo de Glicol a través de un sistema de deshidratación de glicol típico.



Fuente. (Arnold & Stewart, 2011)

2.4.2 Unidad Regeneradora de Glicol Típica

Condensador de reflujo

Desde el separador frío el glicol rico y frío pasa a través de un serpentín (condensador de reflujo) en la parte superior la columna despojadora. La función del serpentín es enfriar los vapores que salen en forma ascendente de la columna destiladora y condensar los vapores de glicol a líquido.

Las gotas de líquido del glicol gravitan de regreso en la columna despojadora al rehervidor, generalmente se tiene un demister en la columna despojadora para que queden atrapadas las gotas y generen el efecto coalescencia, el agua continua en forma de vapor y sale por la parte superior de la columna destiladora, el serpentín de refrigeración del Monoetilenglicol entrante también es llamado condensador de reflujo (Del Toro & García, 2009).

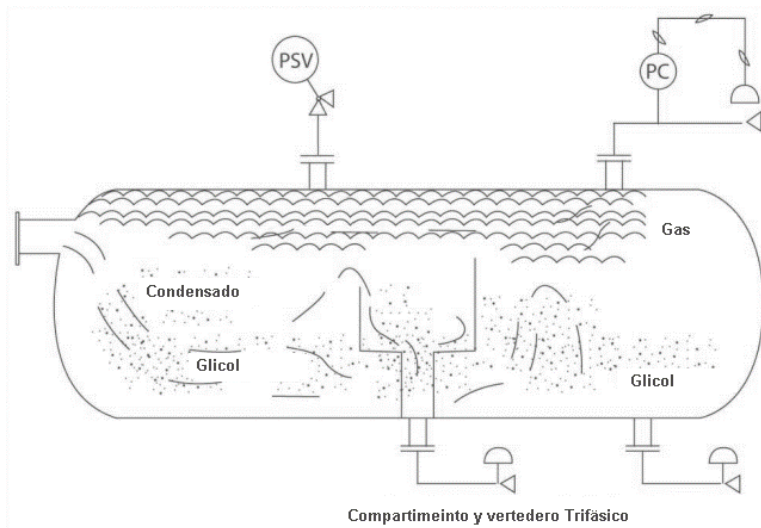
En la mayoría de los casos se cuenta con una válvula controladora de temperatura TCV de control de tres vías antes de ingresar al condensador de reflujo para garantizar una temperatura constante en la cima de la columna despojadora.

Precalentador Glicol-glicol

El glicol rico levemente calentado que sale del condensador de reflujo pasaa través del precalentador de glicol-glicol. El glicol pobre caliente que sale del rehervidor de glicol, calienta el glicol rico aún más, y a su vez enfría aún más el glicol pobre antes de pasar a las bombas de glicol.

Separador Condensador Gas-Glicol (desgasificador)

Después de dejar el pre-calentador glicol-glicol, el glicol rico calentado se envía a un separador condensador gas-glicol de baja presión, donde se remueven la mayor parte del gas y trazas de condensados inmersos en la corriente del Monoetilenglicol arrastrado desde la salida del separador frio.

Figura 3.*Separador Gas-Glicol –Condensado.*

Fuente. (Arnold & Stewart, 2011)

Filtro particulado

Una vez que el gas y el condensado se han separado en el separador - condensador de gas-glicol, el glicol rico pasa a través de un filtro de microfibras, estos filtros se utilizan para eliminar hidrocarburos alquitranados, sólidos y otras impurezas.

Filtro de Carbón Activo

Desde el filtro de microfibras el glicol rico entra en un filtro de carbón o carbón vegetal.

La finalidad del carbón activado en este filtro es absorber los hidrocarburos líquidos arrastrados, trazas de condensados y gasolina natural como también los aceites de compresores, químicos del tratamiento de pozo, y otras impurezas que pueden causar la formación de espuma.

Intercambiador de Calor Glicol-Glicol

Desde el filtro de carbón activo, el glicol rico fluye a través del glicol pobre al intercambiador de calor de glicol rico.

Este intercambiador de calor precalienta el glicol rico tanto como le sea posible antes de entrar en el rehervidor de glicol, reduciendo así el duty del rehervidor de glicol.

Columna Destiladora

Desde el intercambiador de calor de glicol/glicol, el glicol rico entra en la columna destiladora que se encuentra verticalmente encima del rehervidor de glicol (figura 6.).

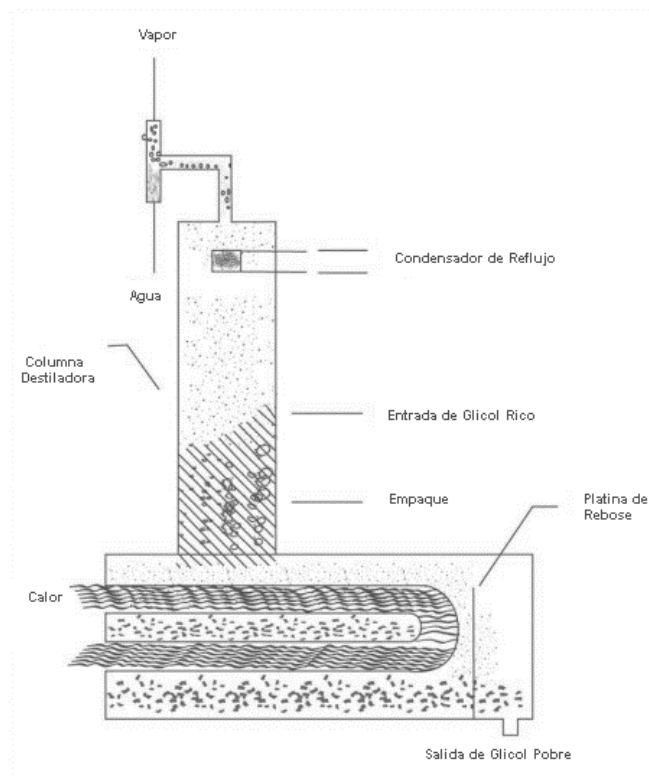
El interior de la columna destiladora está empacado con anillos pall ring de acero inoxidable o con sillas de cerámica, que se utilizan para añadir área superficial y distribuir el calor al glicol entrante.

El glicol rico entrante se esparce de manera uniforme y gotea a través de la sección empacada. Los vapores que viajan en forma ascendente desde la regeneradora de glicol calientan el empaque, a medida que el glicol se desplaza hacia abajo a través del empaque caliente, el agua comienza a ser despojada de la mezcla en forma de vapor.

Figura

4.

Columna Destiladora en la cima de una Regeneradora de Glicol.



Fuente. (Arnold & Stewart, 2011)

Como el vapor de agua se desplaza en forma ascendente a través de la columna destiladora y sale por la parte superior, lleva consigo inmerso vapor de glicol.

Para evitar arrastres de vapor de glicol, la columna destiladora utiliza un "condensador de reflujo" en la parte superior de la columna destiladora empacada.

Los vapores de glicol que escapan de la columna destiladora con la corriente son atraídos a la película de líquido condensado (principalmente agua) que cubre el área de superficie del serpentín donde también son condensados, las gotas de líquido gravitan hacia debajo de la columna destiladora hacia el rehervidor para continuar el tratamiento, evitando así el arrastre excesivo de glicol debido a la vaporización.

Rehervidor

Desde columna destiladora empacada, gotas del glicol húmedo caen en forma descendente en el rehervidor.

El glicol se calienta a una temperatura tal que la concentración del inhibidor sea el requerido en el proceso, siempre y cuando no exceda la temperatura de descomposición del Monoetilenglicol. Una fuente de calor calienta el glicol de entre 270° y 325 °F.

La temperatura del glicol en el rehervidor es la variable más importante para tener en cuenta en un sistema de regeneración, debido a que si se buscan concentraciones de pureza altas en la mezcla (Agua-Glicol) se corre el riesgo de que aumente excesivamente el glicol a pérdida en la salida de la columna destiladora.

Las fuentes de calor incluyen:

- Sistemas de aceite térmico.
- El calor residual (gases de escape de los compresores o generadores).
- Fuego directo (de tiro forzado / de tiro natural).

El vapor calentado (tanto glicol y agua) se eleva hacia arriba a través de la columna destiladora, a medida que la mezcla fría pasa a los serpentines del condensador de reflujo los vapores de glicol son condensados y vuelven a caer.

El vapor de agua sale de la parte superior de la columna destiladora en forma de vapor, una parte del vapor se condensará, por lo que se adiciona una facilidad para drenar esta agua condensada.

Una platina de rebose mantiene un nivel de glicol sobre la fuente de calor el cual evita la falla prematura del tubo y evita los puntos calientes de los tubos.

A medida que el glicol aumenta su concentración de pureza, cae sobre el vertedero en un compartimiento separado desde el rehervidor el glicol pobre se dirige hacia los intercambiadores glicol-glicol hasta la succión de las bombas para elevar su presión e iniciar nuevamente la inyección y así comenzar un nuevo ciclo.

3. Descripción de la estación del campo base estudio

3.1. Información General

Actualmente la estación está conformada por cinco pozos (5) y su producción es de 7900 bbl con una gravedad API de 37° y 5.0 MMSCFD de gas natural procesados.

La operación del campo en la planta estudio está conformada por: (5) Pozos productores de Crudo y Gas (GP 1, GP 2, GP 3, GP centro y GP sur). El pozo Sur 1 se utiliza para inyectar el agua producida por el campo.

3.2. Descripción de las Instalaciones

La planta del campo estudio está constituida por diferentes elementos, los cuales se agrupan así:

- Pozos y líneas de flujo.
- Sistema de recolección y Separación: Manifold, equipos de producción, Scrubber, separadores y tratadores de calor.
- Sistema de manejo de gas: filtros de contacto (SCRUBBER) y quemador (TEA).
- Sistemas de almacenamiento y evacuación (tanques, plantas generadoras de electricidad, bombas y trampas de raspadores).
- Sistemas de tratamiento y disposición de aguas de producción.
- Oficinas administrativas.

La planta estudio tiene como principal finalidad la recolección de crudo y gas natural que llegan de sus pozos productores, se almacena y se despacha crudo desde carrotanques hacia la estación Cusiana. Al Gas Natural se le realiza un proceso de acondicionamiento para su uso final, suministro de gas hacia generadores (Termoarauca) y Gas Natural comprimido (GNC) para

diferentes campos de la compañía, una parte del gas se utiliza en la misma estación para consumo interno.

4. Aspectos Operativos de la Planta de Tratamiento de Fluidos

El control operativo de la Planta estudio se realiza mediante un sistema HMI (Interfaz Hombre-Máquina) que se encarga de monitorear las señales en línea de las variables principales operativas del proceso, para que el operador desde el cuarto de control disponga de herramientas de visualización y alarmas sonoras.

La planta de Tratamiento de Fluidos cuenta con un sistema de seguridad Fire & Gas (sistema de detección de gas e incendio) y parada de emergencia (ESD), el cual recibe las señales de emergencia y seguridad desde campo o sala de control accionando automáticamente las válvulas Shutdown.

Adicional cuenta con diferentes pulsadores en diferentes sectores ubicados en puntos críticos de la operación (hornos, bombas de cargue GLP, compresores de GNC).

4.1. Condiciones de Operación.

El fluido en boca de pozo es una mezcla multicomponente compuesta principalmente por moléculas de hidrógeno y carbono donde cada componente tiene diferente densidad, presión de vapor y características físicas y químicas.

En el yacimiento los fluidos por lo general están en una o dos fases (líquido y gaseoso), a una determinada presión y temperatura de fondo, cuando el fluido es monofásico y es sometido a cambios de temperatura y presión el fluido realiza alteraciones en sus características fisicoquímicas.

Debido a esto, el fluido de los diferentes pozos es direccionado a un manifold de recibo, donde a través de un conjunto de válvulas se selecciona el sentido de flujo (separador de prueba o separador de producción); se debe tener en cuenta que es en el manifold donde se le adicionan una

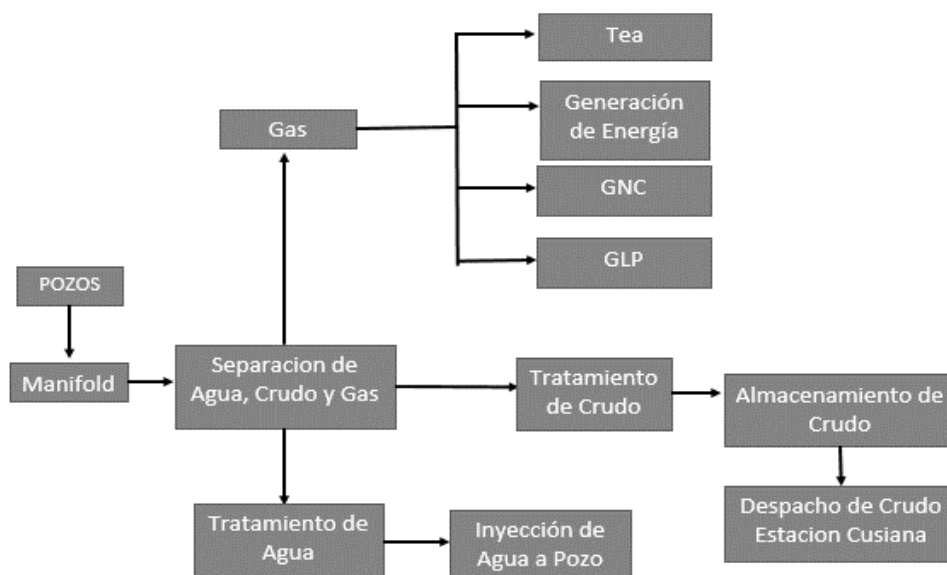
serie de productos químicos utilizados en Campo (antiespumantes, rompedores de emulsión, secuestrante de H_2S y CO_2).

En el campo la operación del tratamiento inicial de crudo, agua y gas consta de separadores trifásicos que por de densidades realizan la separación de fases; por su parte el crudo pasa por un intercambiador, Gun Barrels y luego a tanques de almacenamiento, el agua se envía a otro proceso de tratamiento, el gas sale de los separadores y entra como carga al compresor de baja donde se aumenta su presión al pasar de 39 psig hasta 400 psig.

Para iniciar la separación primaria del gas a tratar el flujo ingresa a un separador trifásico vertical donde son retirados por el fondo agua libre, por la parte intermedia condensados y por la cima gas. La corriente de gas que sale del separador primario continua su trayectoria hacia un tren de enfriamiento compuesto un sistema de enfriamiento mecánico Chiller, después del enfriamiento el gas entra a un separador trifásico horizontal donde sus componentes más pesados son condensados (hidrocarburo y agua-Glicol) los condensados salen del separador como carga a la torres de fraccionamiento y el agua-Glicol sale al sistema de Regeneración (URG), el gas sale del separador por la cima con dirección a Generación (Termoarauca).

Figura 5.

Vista simplificada del sistema de tratamiento de fluidos del campo.



Fuente. Autores

4.2. Composición del Gas de Entrada a Planta de Tratamiento de Fluidos

La composición del gas natural de la Planta estudio se obtuvo a través de una cromatografía extendida realizada por el laboratorio INTERTEK.

A continuación, en la tabla 2 se relacionan los parámetros de la composición del Gas de entrada a la Planta estudio.

Tabla 2.

Base de Diseño, Composición de Gas Natural.

Flujo		5MMSCFD	
Temperatura	95 °F		
Presión	400 PSIG		
Composición	Fracción molar	Masa molar	Y1m1
H2S	0	34.0820	0,0000
CO2	0,0394	44.0100	1.7379
Nitrógeno	0,0066	28.0134	0,1848
Metano	0,6009	16.0430	9.6402
Etano	0,1552	30.0700	4,6668
Propano	0,1386	44.0970	6,1118
Iso-Butano	0,0190	58.1230	1,1043
N-Butano	0,0287	58.1230	1.6681

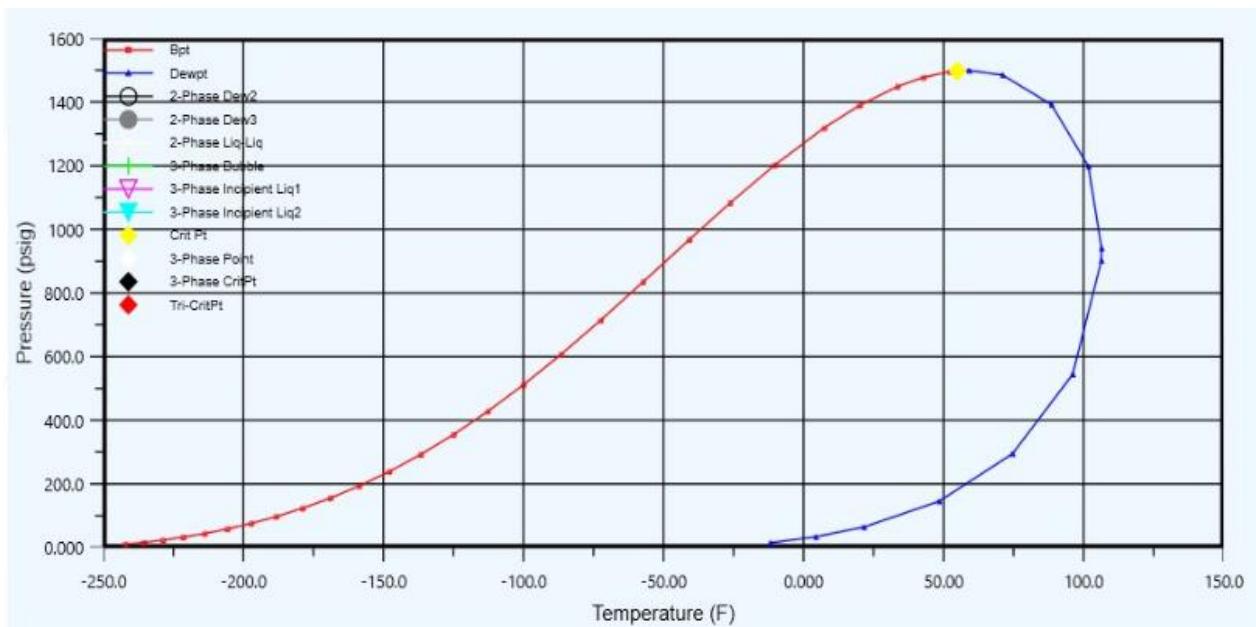
Iso-Pentano	0,0055	72.1500	0.3968
N-Pentano	0,0037	72.1500	0,2669
N-Hexano	0,0023	86.1770	0,1982
N-Heptano	0,0000	100.204	0,0000
N-Octano	0,0000	114.231	0,0000
N-Nonano	0,0000	128.258	0,0000
N-Decano	0,0000	142.285	0,0000
N-C11	0,0000	156.300	0,0000
Total	1		25.9758
GravedadEspecifica	0.8968		

Fuente: Intertek.

Con las componentes de la mezcla expuestas en la tabla 2, se realiza el diagrama de fases del Gas Natural de la Planta estudio el cual se observa en la Figura 6.

Figura 6.

Diagrama de fases Gas Natural Planta de Tratamiento de Fluidos de la planta estudio.



Fuente. Autores.

4.3. Contenido de agua del gas natural en campo de la Planta estudio

El contenido de agua que satura el gas depende de la temperatura, la composición y la presión del gas, es importante tener en cuenta que el contenido de agua disminuye al aumentar la presión y aumenta con la presencia de componentes como el dióxido de carbono CO₂ y el ácido sulfhídrico H₂S (McKetta & Wehe, 1958).

De la Figura 16. Carta de contenido de agua de McKetta y Wehe (Anexo A), se observa que a 95°F y 400 psig la cantidad de agua es 110 lb de agua/MMSCF sin factor de corrección por gravedad de gas.

$$W=110 \text{ lb de agua/MMSCF}$$

PM mezcla para un gas de un peso molecular de 25.9758 (tabla 2.)

$$G.E. \text{ mezcla} = PM_{\text{mezcla}} / PM_{\text{aire}}$$

$$G.E. \text{ mezcla} = 25.9758/28.964 = 0.8968$$

C_g=0.94 (factor de corrección por gravedad) (figura 17. anexo A)

Para realizar el cálculo, se tiene en cuenta la siguiente ecuación.

$$W = C_g * W \quad \text{Ecuación 4}$$

Por tanto, el contenido de agua de la planta estudio con el factor de corrección es igual a:

$$W = 0.94 * 110 = 103.4 \text{ lb de agua/ MMSCF}$$

Así mismo en la tabla 3 se realizaron pruebas en campo analizando la composición de Monoetilenglicol

Tabla 3.

Muestras tomadas de Monoetilenglicol en campo.

Muestras	% agua glicol rico	% agua glicol pobre	pH glicol rico	pH glicol pobre
4/03/2022	20.45	14.86	6	6
14/03/2022	21.02	14.55	6	6

24/03/2022	20.12	14.61	6	6
3/04/2022	20.07	14.8	6	6

Nota. Elaboración propia

4.4. Formación de Hidratos en el Gas de la Planta Estudio

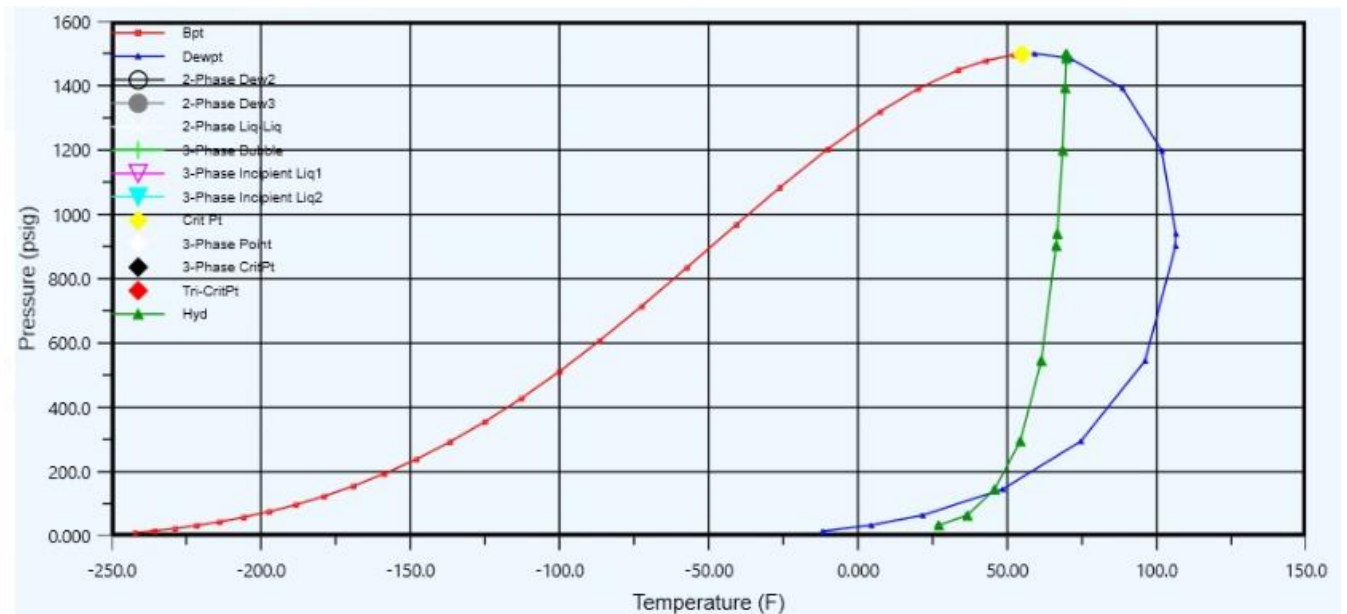
Para la simulación y el diseño que se va a desarrollar es primordial determinar las condiciones de formación de hidratos, los cuales son sólidos cristalinos constituidos por moléculas de hidrocarburos (en su mayoría, metano C1, etano C2 y propano C3) atrapados en una malla de cavidades conformadas por moléculas de agua.

Comúnmente se presentan cuando una corriente de gas se enfría por debajo de la temperatura de formación de hidratos, esta condición puede ser a altas presiones y temperatura superior al punto de congelación del agua (a medida que aumenta la presión, la temperatura de formación de hidratos aumenta).

Para la composición del gas de campo en la planta estudio, se elabora la curva de formación de hidratos la cual se observa en la figura 7.

Figura 7.

Curva Formación de Hidratos de Gas Planta estudio



Fuente: Autores.

De acuerdo con la figura 7 la formación de hidratos para el gas de la Planta estudio inicia a las 58.10°F. Los problemas más recurrentes que pueden ocasionar los hidratos en la Planta estudio son los siguientes:

- Aumento significativo de presión diferencial y por ende perdidas de eficiencia en el sistema de enfriamiento mecánico Chiller
- Perdida de producción en los líquidos condensables
- Mayor presencia de compuestos pesados en la corriente del gas ventas hacia generación
- Arrastre de líquidos en el compresor de Gas Natural Comprimido (GNC).

4.5. Cálculo de la Dosificación del Agente Inhibidor de la Planta Estudio

La cantidad de Monoetilenglicol a ser inyectada no solo debe ser la necesaria para la inhibición de hidratos en los puntos fríos del proceso, sino la necesaria para estar en la fase de

vapor en equilibrio y la que se disuelve en el hidrocarburo líquido. A partir de la ecuación 1, se procedió a realizar el cálculo.

$$X_1 = \frac{58.1\text{ }^{\circ}\text{F} * 62.07}{2200 + (58.1\text{ }^{\circ}\text{F} * 62.07)}$$

$$X_1 = 0.6211$$

Con la ecuación 3 se determinó la tasa de dosificación del agente inhibidor

$$m_1 = \frac{(0.6211 * 518.5)}{(0.85 - 0.6211)}$$

$$m_1 = 1406.90 \frac{lb}{day}$$

$$m_1 = \frac{1406.90 \frac{lb}{day}}{9.26 \frac{lb}{gal}}$$

$$m_1 = 151.94 \frac{Galones}{día}$$

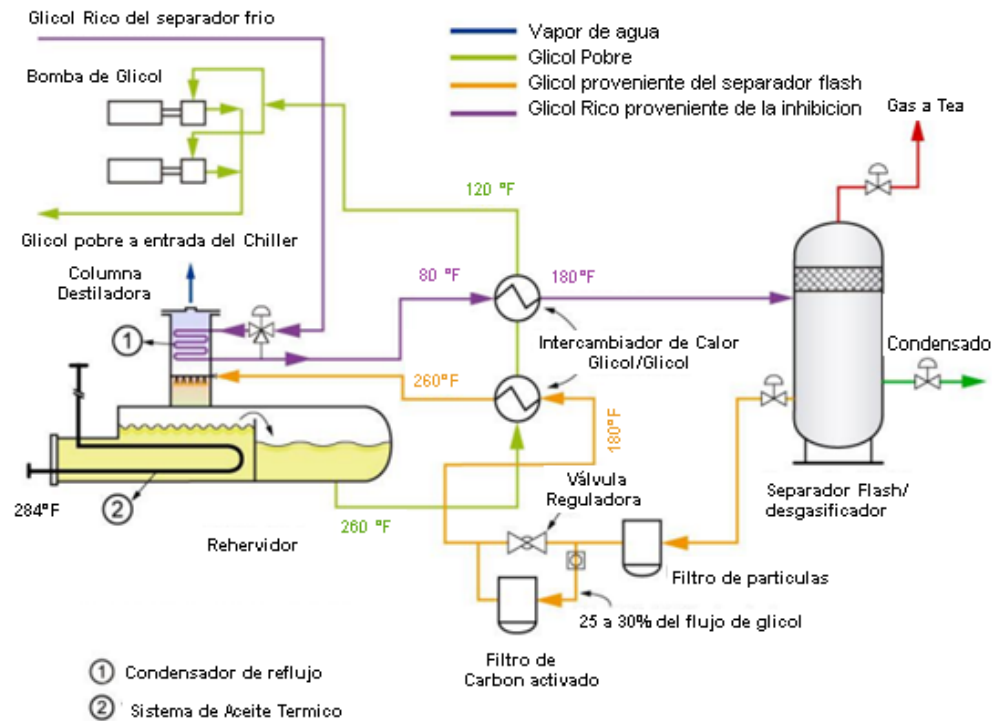
Así las cosas, la dosificación del inhibidor para la planta de tratamiento es de 151.94 galones por día.

5. Sistema General de la Unidad Regeneradora de Monoetilenglicol de la Planta Estudio

En la figura 8 se puede observar que el glicol rico proveniente del separador frío con una temperatura de 72 °F entra al condensador de reflujo aumentando su temperatura a 80 °F (línea morada) seguidamente pasa por el primer intercambiador glicol/glicol incrementado su temperatura a 180 °F, la mezcla de agua-glicol rico entra al separador Flash trifásico (desgasificador) donde se separan las trazas de gas, condensado y glicol rico.

El glicol rico que sale del fondo del desgasificador pasa a través de un sistema de filtros (partículas y carbón activado), se dirige hacia un segundo intercambiador glicol/glicol aumentando aún más su temperatura en 260°F e ingresando a la columna destiladora para realizar el proceso de regeneración en el rehervidor, el cual consta de un serpentín de aceite caliente que se encarga de mantener una temperatura de 284°F.

El glicol regenerado (Glicol Pobre en agua) que sale del fondo del rehervidor a 260 °F se dirige hacia el tren de intercambiadores glicol/glicol donde disminuye su temperatura a 120°F, para entrar a la succión de las bombas y así aumentar su presión hasta 400 psig y ser inyectado a la entrada del Chiller e iniciar un nuevo ciclo de Inhibición termodinámica.

Figura 8.**Sistema Glicol**

Fuente. Elaboración propia a partir de (Arnold & Stewart, 2011, p. 99)

5.1. Simulación del Proceso

A continuación, se presenta la metodología mediante la cual se evaluó el desempeño de la planta del campo de estudio.

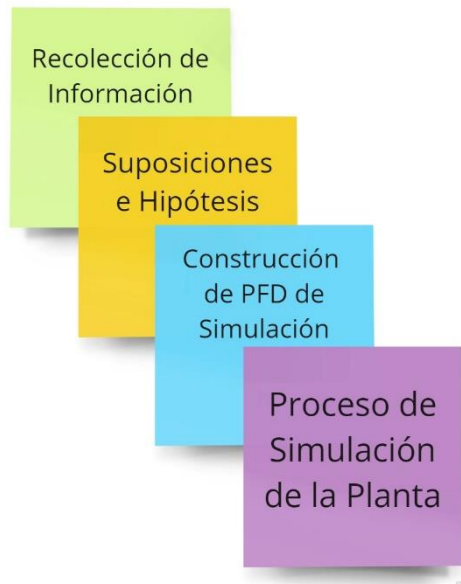
5.1.1 Metodología

Para la simulación se realizó una metodología de 4 pasos, tal como se muestra en la figura

9.

Figura 9.

Metodología de simulación en 4 pasos



5.1.1.1 Recolección de variables e información

Se recopiló información acerca de las principales variables de operación (presiones, temperaturas y flujos) datos históricos de operación, especificaciones de equipos, composición de flujos, variables actuales, recomendaciones de operación, datos de operadores de la planta y de expertos.

5.1.1.2 Restricciones e hipótesis

Durante la simulación se realizaron las pertinentes consideraciones:

- Se realizó una simulación en estado estacionario
- Los equipos y tuberías no tienen pérdidas de calor.
- Los separadores no presentan arrastre de líquidos en las corrientes gaseosas de salida.
- No hay presencia de sólidos en las corrientes de gas y glicol.

- La corriente del gas de entrada no presenta rastros de BTX, por lo que se toma en consideración que no debe tener equipos auxiliares para el acondicionamiento del vapor de agua que sale del regenerador.
- Se tienen en cuenta las condiciones gas del RUT (reglamento único de transporte)

5.1.1.3 Construcción de PDF de Simulación

Se planteó un esquema de proceso que permita la inhibición de hidratos mediante inyección de Monoetilenglicol (MEG). Aspen HYSYS tiene la capacidad de simular detalladamente sistemas de MEG para ello utiliza la ecuación de estado Peng–Robinson (Peng & Robinson, 1976) que ha sido modificada para representar el comportamiento no ideal de las fases líquido–vapor en todo el rango de operación esperado para estos sistemas (Gutierrez et al., 2012; Roy & Amin, 2011) .

5.1.1.4 Proceso y Simulación de la Planta

El gas de producción proveniente de los separadores del campo a 37 psig y 115°F se dirige hacia el compresor K-100, el cual es el encargado de elevar su presión y descargar el fluido a 400 psig y una temperatura de 95 °F, con un flujo de 5 MMSCFD (condiciones operativas de descarga del compresor K-100) hacia el separador V-100.

El gas del separador V-100 es el gas que se va a tratar en el proceso y tiene la siguiente composición molar:

Tabla 4.

Composición del Gas Natural que ingresa a la Planta

Composición	Fracción Molar
Metano	0,6009
Nitrógeno	0,0066
CO ₂	0,0394
Etano	0,1552
Propano	0,1386
i-Butano	0,0190

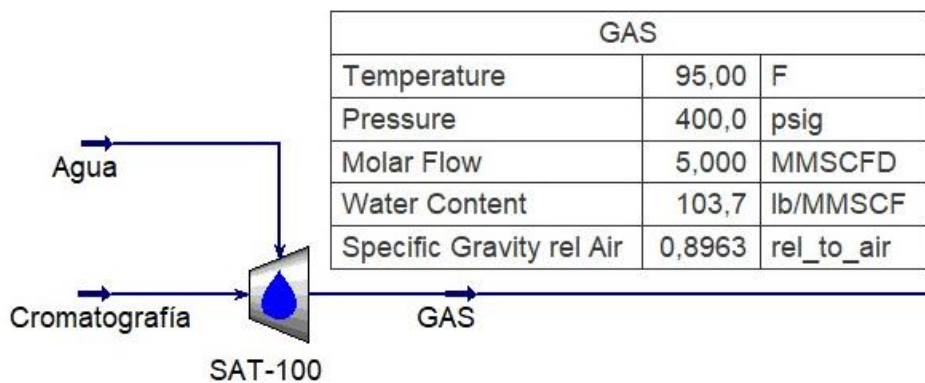
Composición	Fracción Molar
n-Butano	0,0287
i-Pentano	0,0055
n-Pentano	0,0037
n-Hexano	0,0023
Eglycol	0,0000
H ₂ O	0,0000

Nota. Elaboración propia

Para determinar el contenido de agua de este gas se utiliza la herramienta *Stream Saturator* del simulador y se obtiene una humedad de 103,7 lb/MMSCF, el cual coincide con lo estimado teóricamente en la Carta de contenido de agua de McKetta y Wehe (figura 16. anexo A)

Figura 10.

Humedad del gas de entrada.



Fuente. Autores

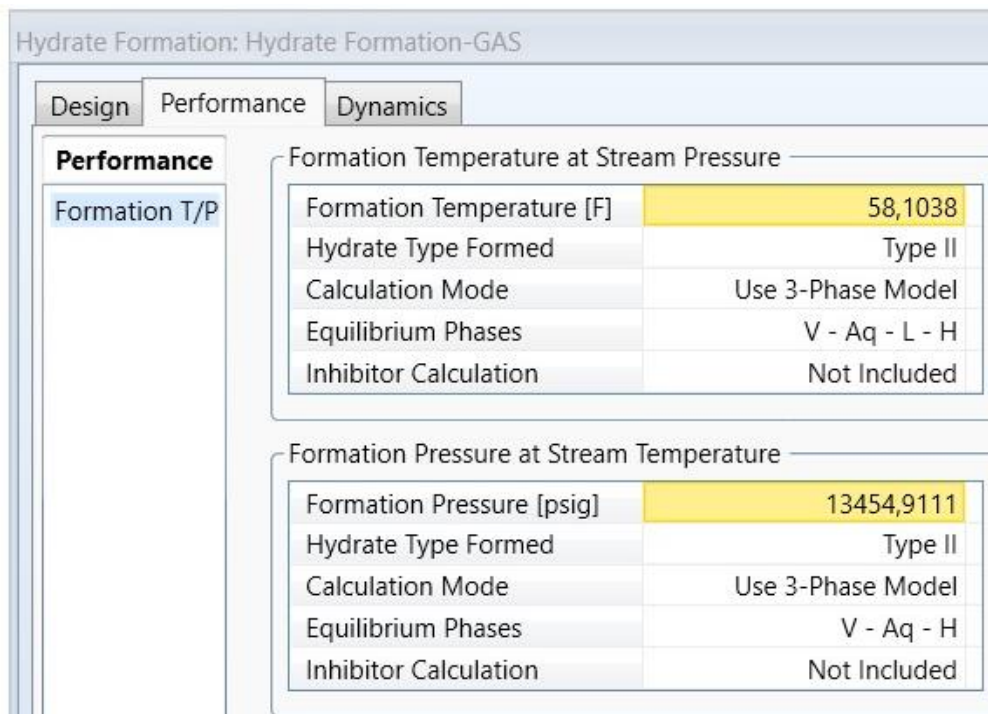
La corriente de gas continua en dirección a la Planta estudio entrando al sistema de enfriamiento mecánico (Chiller) el cual emplea propano calidad comercial como refrigerante. El sistema de refrigeración consta de un compresor tipo tornillo accionado por un motor eléctrico, un aroenfriador para condensar el propano y un sistema de expansión logrando la temperatura objetivo por medio del efecto Joule Thomson.

En este intercambiador se produce el mayor descenso de la temperatura, disminuyendo la temperatura hasta -10°F y produciendo la condensación de los componentes más pesados inmersos en la corriente del gas.

Con esta disminución de temperatura se debe revisar si existe formación de hidratos, por lo tanto, se utiliza la herramienta *Hydrate Formation* del simulador sobre la corriente de gas para obtener la temperatura a la cual se formarían hidratos.

Figura 11.

Temperatura de formación de Hidratos



Fuente. Autores

Se observa en la figura 11 que la temperatura de formación de hidratos es de $58,1^{\circ}\text{F}$, es decir si la temperatura del gas baja hasta este valor se presentaría formación de hidratos.

Para evitar esta formación de hidratos se inyecta constantemente una solución de Monoetilenglicol (MEG), antes de realizar el enfriamiento en el Chiller con el objetivo de realizar

la inhibición termodinámica de hidratos. El MEG tiene con una concentración másica 85,4% (glicol pobre) proveniente de la Unidad Regeneradora de Glicol (URG).

El gas proveniente del sistema de enfriamiento mecánico Chiller se envía al separador frío V-101 (separador- trifásico) el cual separa el gas que se envía a Generación, los condensados hacia torres de fraccionamiento y la fase pesada compuesta por Monoetilenglicol y agua es separada por el fondo de la bota del V-101 y enviada a la Unidad Regeneradora de Glicol (URG) la solución de Monoetilenglicol tiene una composición másica de 79 % (Glicol Rico).

La mezcla acuosa de Glicol–Agua se dirige hacia el sistema de regeneración, se incluye un intercambiador Q-101 que representa el aumento de temperatura de fluido por la línea hacia la URG. El Glicol rico llega a un desgasificador (separador Flash bifásico) que se encarga de retirar las trazas de gas contenidas en la solución de Glicol-Agua, el gas sale por la cima del separador hacia Tea y el Glicol rico se dirige hacia el precalentador Q-102 cuya función es calentar tanto como sea posible la mezcla antes de ingresar al regenerador.

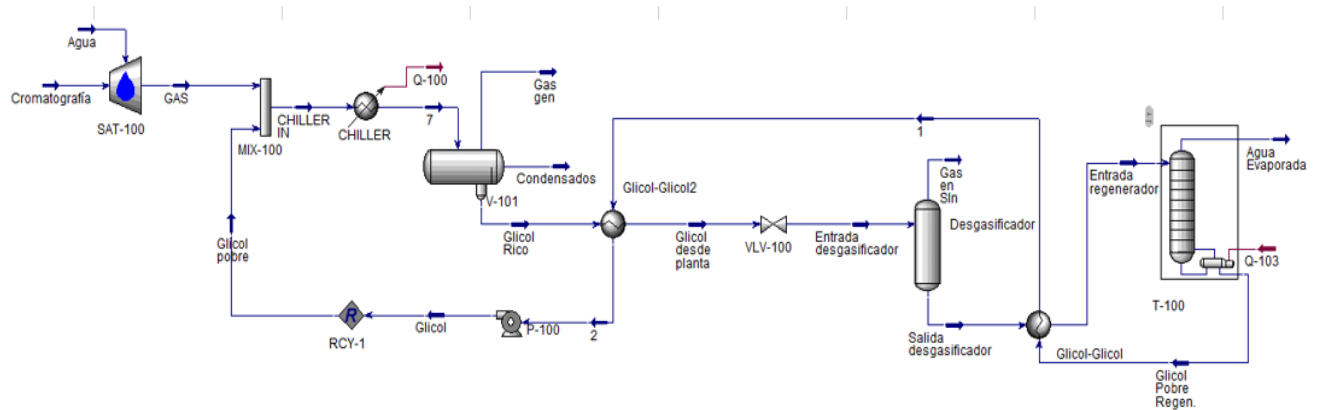
La regeneradora de glicol es simulada con el equipo *Reboiled Absorber* con presión atmosférica, para obtener el glicol pobre en la regeneradora de glicol es necesario controlar adecuadamente la temperatura del rehervidor ya que el glicol al tiene una temperatura de descomposición de 329°F.

El agua evaporada sale por la cima de la torre T-100 y el Monoetilenglicol sale por el fondo del rehervidor hacia la succión de las bombas P-100 para ser nuevamente inyectado al proceso e iniciar un nuevo ciclo y realizar la inhibición termodinámica.

Una vez realizado todo el esquema operativo en Hysys se obtuvo un diagrama base de simulación (figura 12) el cual pasara a una verificación.

Figura 12.

Diagrama de Flujo del proceso de regeneración de glicol de gas natural,



Fuente: Autores

5.2. Comparación de la Simulación con los datos de planta

Después de simular se realiza la comparación de la planta de hysys con la planta estudio con el fin de evaluar la simulación y generar credibilidad sobre los cálculos y análisis.

En la comparación se tomaron en cuenta las variables más significativas de la unidad de regeneración de glicol como lo son la temperatura de rehervidor, flujo de Glicol inyectado, concentración Glicol Rico, concentración Glicol Pobre, Duty del intercambiador Glicol-Glicol y temperatura Glicol Recirculado.

La temperatura en el rehervidor determina el grado de pureza del Glicol pobre a ser inyectado en el sistema de enfriamiento (Chiller) y con esto se calcula la dosificación necesaria para evitar la formación de hidratos, finalmente, en la tabla 5, se presenta la comparación de la unidad regeneradora con el proceso de simulación.

Tabla 5.*Comparación de resultados Planta estudio vs Hysys.*

Variable	Unidad regeneradora de glicol planta estudio	Unidad regeneradora de glicol simulación HYSYS	% Error
Temperatura del rehervidor	284 °F	284 °F	0,00%
Dosificación del agente inhibidor	7 gal/h	6,81 gal/h	2,77%
Concentración de MEG rico (%Vol)	0,79	0,791	0,15%
Concentración de MEG pobre (%Vol)	0,854	0,859	0,59%
Temperatura Glicol Recirculado	120°F	119,2°F	0,67%

Nota. Elaboración propia

Con los datos obtenidos se calculó un error para cada parámetro de verificación donde para la dosificación del agente inhibidor se obtuvo el máximo error del 2,77 %, por lo que la simulación es altamente representativa de la planta estudio; permitiendo que el estudio de sensibilidad a realizarse a continuación sea confiable.

5.3. Estudio de Sensibilidad en el Rehervidor

Se realizó un análisis de sensibilidad con intervalos de prueba menores a 12%. Es decir, las variables a estudiar se ajustaron en un rango 12% menor al valor empleado en la planta estudio y 12 % mayor a la planta estudio.

5.3.1 Temperatura del rehervidor

El estudio de sensibilidad permite conocer cómo debe ajustarse el sistema a la condición de temperatura en el rehervidor variando un parámetro con respecto a otro para identificar oportunidades de mejora.

Teniendo en cuenta la simulación anteriormente desarrollada se procedió a emplear la herramienta “Caso Estudio”.

Para el caso estudio (figura 13) se varió la temperatura del rehervidor de la T-100 (Independent Variables) y se seleccionó como variable de salida (Dependent Variables) la concentración de glicol pobre, la concentración de glicol rico, la temperatura de glicol a reinyectarse, el duty del intercambiador glicol-glicol y el flujo de agua evaporada.

Figura 13.

Selección de variables caso estudio.

Independent Variables						Find Variables
	Name	Tag	Current Value	Units	Delete	
1	T-100 - Spec Value (Temperature)		284,0	F	×	↑ ↓
Dependent Variables						Find Variables
	Name	Tag	Current Value	Units	Delete	
1	2 - Temperature		- 10,00	F	×	↑
2	Glicol Pobre Regen. - Master Comp Volume Frac (EGlycol)		0,858		×	↓
3	Glicol Rico - Master Comp Volume Frac (EGlycol)		0,4609		×	
4	Glicol-Glicol - Exchanger Cold Duty		1837	kJ/h	×	
5	Agua Evaporada - Molar Flow		1,083e-002	MMSCFD	×	

Fuente: Autores.

Para el caso estudio se realizó una variación de la temperatura entre 250 °F y 290 °F con intervalos de 5 °F evitando llegar a la degradación del MEG (Figura 14).

Figura 14.*Parámetros caso estudio.*

Case Study Type	Number of States	Number of Bases	☒ Unidirectional ☐ Bidirectional	Run	☒ Reset after run
Nested	9				

Name	Tag	Current Value	Units	Start	End	Step Size	#Steps
T-100 - Spec Value (Temperature)		284,0	F	250,0	290,0	5,000	9

Fuente: Autores.

Una vez corrido el caso estudio se obtuvo los siguientes resultados mostrados en la tabla 6.

Tabla 6.*Respuesta a la variación en la temperatura del rehervidor*

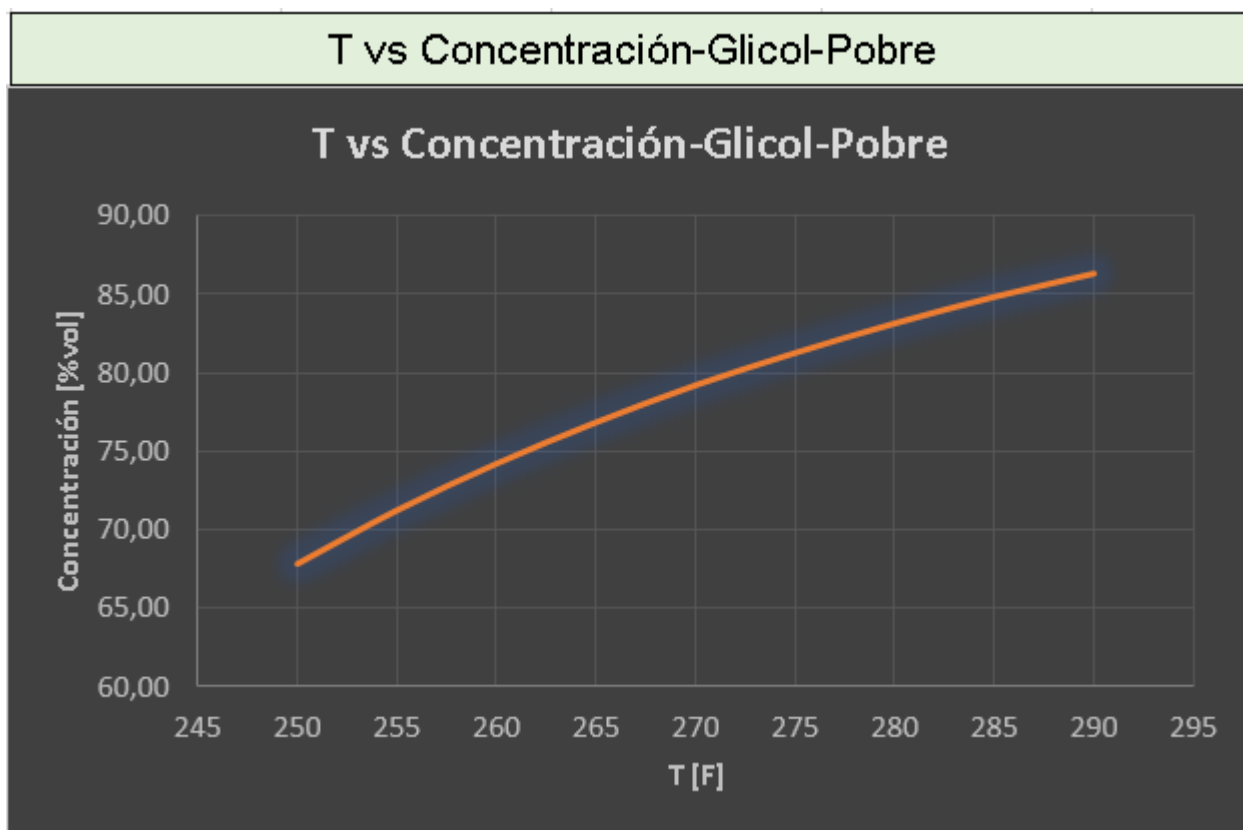
Temperatura Rehervidor [F]	% Glicol Pobre Regenerado	% Glicol Rico	Temperatura Glicol a Reinyectar	Flujo agua evaporada [MMSCFD]	Duty intercambiador Glicol-Glicol [BTU/h]
250	67.84	61.88	83.04	0.01135	11447.74
255	71.25	64.51	87.45	0.01139	10385.04
260	74.23	66.89	92.48	0.01141	9806.99
265	76.86	68.73	96.70	0.01139	8943.56
270	79.23	70.52	101.73	0.01144	8518.89
275	81.29	71.93	106.30	0.01145	8019.20
280	83.17	73.26	111.27	0.01148	7676.26
285	84.85	75.45	116.26	0.01153	5937.95
290	86.34	77.30	121.54	0.01158	3134.04

Fuente: Autores.

Las Figuras 15 y 16 muestran el resultado de realizar la simulación de la URG (unidad regeneradora de glicol) ajustando la temperatura del rehervidor para aumentar la concentración en el Glicol Pobre y la incidencia en el Glicol Rico.

Figura 15.

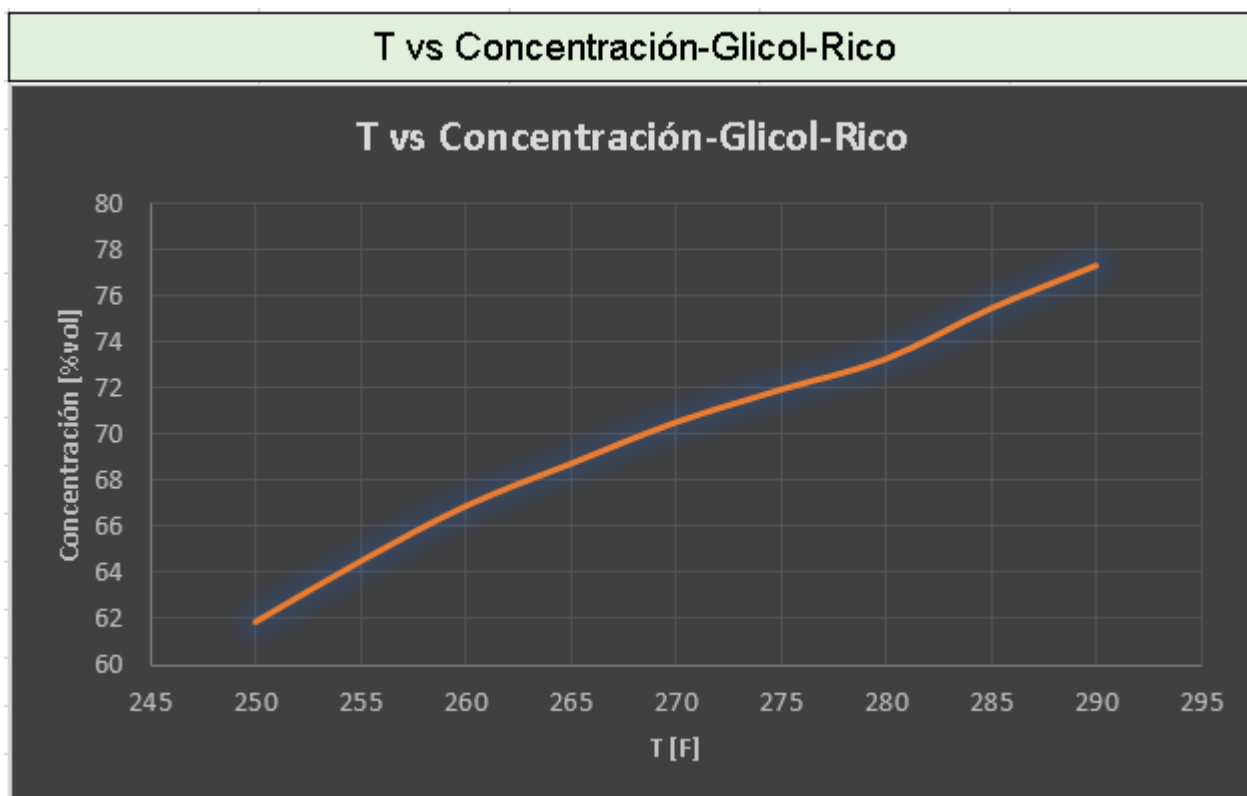
Variación de la fracción másica del MEG pobre con la temperatura.



Fuente. Autores

Figura 16.

Variación de la fracción másica del MEG rico con la temperatura.



Fuente. Autores

Las figuras 15 y 16 muestran como era de esperarse, que la eficiencia del rehervidor para retirar el agua que trae consigo el MEG rico aumenta a medida que se incrementa la temperatura en el rehervidor debido a que entre mayor sea la temperatura tendrá más calor y podrá adicionarse al rehervidor, por lo tanto, más calor podrá ser usado como calor de evaporación.

6. Análisis y Comparación de los Resultados

De acuerdo con el planteamiento de la monografía, Evaluación de la eficiencia de una unidad deshidratadora de glicol para la corriente de gas de un campo en el piedemonte llanero se dio comienzo al análisis de resultados a partir de la cromatografía extendida, realizada por la empresa INTERTEK, a unas condiciones de muestreo de presión de 400 psig y una temperatura de 95 °F.

Por otro lado, también se analizó a través del gráfico de McKetta, el contenido de agua en el gas, obteniendo como resultado 103.4 lb de agua/MMSCF un dato muy importante cuando se realizan diseños y control de Dew Point de este componente.

La estimación y lectura de la temperatura de formación de hidratos a la presión de la línea 400 psig, en la corriente entrando en el sistema de refrigeración mecánica Chiller, se realizó empleando el Software HYSYS con la herramienta HydrateFormation HYSYS Utility del simulador.

Con el resultado del valor obtenido de la temperatura de formación de hidratos (58.1°F) se evidencia que el riesgo de formación de hidratos en la corriente analizada es muy alto debido a que las temperaturas de operación se encuentran por debajo de la temperatura de formación de hidratos. Debido a esto es necesario determinar la cantidad mínima requerida del inhibidor a ser inyectado para lograr una disminución determinada en la temperatura de formación de hidratos. En la tabla 7 se presentan las características de gas en la planta estudio.

Tabla 7.

Características del gas en la Planta estudio.

Características de gas en la planta estudio		Unidades
Presión	400	Psig
Temperatura	95	°F

Características de gas en la planta estudio		Unidades
Flujo	5.0	Mmscfd
Contenido de agua	103.7	Lb/mmscfd
Temperatura de formación de hidratos	58.1	°F
Gravedad especifica	0.8968	
GPM	9.942	Gal/scf

Nota elaboración propia

El riesgo de formación de hidratos disminuye especificando una temperatura de formación de hidratos tal que sea inferior a la temperatura de operación más baja en el proceso, considerando un margen de seguridad entre 5-10°F.

La variable del proceso más sensible a los cambios de concentración del inhibidor termodinámico es evidentemente el contenido de agua en el gas de salida a Generación (gas venta). Se evidencia que para una temperatura dada en el sistema de enfriamiento mecánico Chiller, mientras más concentrada sea la solución de MEG, menor es el contenido de agua en el gas de salida.

La cantidad de agua también es muy sensible a la disminución de la temperatura del Chiller se puede observar que en este rango y para la temperatura del Chiller menor a -10 °F se cumplen las condiciones RUT (reglamento único de transporte) en el caso hipotético de que se vendiera gas natural hacia un gasoducto.

7. Conclusiones

El gas del campo estudio tiene un contenido de agua de 110 lb de agua/MMSCF, gravedad específica de 0.8968, la cantidad de producto líquido que se puede obtener de 9.94 galones de líquido por mil pies cúbicos de gas procesado (GPM), flujo de 5.0 MMSCF, presión de 400 psi y una temperatura de 95 °F.

Las variables de mayor impacto son la temperatura en el Rehervidor y el flujo de inyección en la dosificación del agente inhibidor, al compararlos la diferencia entre los resultados de simulación y los datos reales de la planta tienen una diferencia menor al 3% por lo cual es representativo para el estudio de la monografía.

El análisis de sensibilidad de la variable más importante en la unidad regeneradora de Glicol (URG): la temperatura del rehervidor. Este análisis demostró un aumento casi lineal de la pureza de glicol regenerado con respecto a la temperatura alcanzando una temperatura máxima de 290 °F para obtener un glicol de 86.34% molar.

A medida que disminuye significativamente la temperatura de salida del Chiller y aumenta la concentración de MEG se recupera mayor cantidad de condensado, disminuye la temperatura del punto de rocío y el contenido de agua del gas.

Al emplearse la temperatura de 290 °F se alcanza una remoción de agua de la corriente del gas de entrada a la planta estudio del 99,5 % (eficiencia de remoción) por lo que el proceso es altamente eficiente.

8. Recomendaciones

Al comparar los resultados obtenidos en la simulación con respecto a los de la planta estudio, se evidencia que la temperatura en el rehervidor debe ser modificada en campo para lograr concentraciones de pureza más altas y lograr temperaturas operativas más frías, con el fin de condensar la mayor cantidad de compuestos pesados en el separador frío V-101 y así aumentar la producción de líquidos en la Planta estudio.

Se recomienda instalar elementos filtrantes en la descarga de las bombas y en la entrada de los Quill de inyección.

El PH de las muestras tomadas del glicol rico y glicol pobre dan un resultado de PH 6, lo cual indica que el fluido es ácido y corrosivo. Expuesto lo anterior se recomienda usar un neutralizador o amortiguador de PH debido a que un bajo PH genera la descomposición de glicol el pH óptimo es de 7 a 7.5.

Para un mejor análisis en campo de muestras de glicol, se recomienda los siguientes ítems.

Tabla 8.

Análisis en campo de muestras de Glicol

Nro.	Análisis	Métodos	Frecuencia
1	Inspección visual	Visor de nivel	En toda muestra se debe tomar atenta nota de su estado y apariencia.
2	Contenido de agua y contenido de glicol	Picnómetro o Karl Fischer	1 vez por semana
3	Composición	Análisis Cromatográfico	Operación normal 1 vez al mes
4	Contenido de hidrocarburos	Inspección visual de glicol rico	Siempre que se tome una muestra
5	Contenido de sólidos	Filtración	1 vez al mes
6	PH	Potenciométrico	1 vez al mes
7	Contenido de hierro	Guía calorimétrica	1 vez al mes
8	Formación de espuma	Prueba de espuma	1 vez al mes

Nota. Elaboración propia

Además de los estudios técnicos analizados en esta monografía, se recomienda realizar en detalle el factor económico entre el costo de enfriamiento en el Chiller y la recuperación de condensado.

Bibliografía

- Amado, D., & Villacreces, L. (2015). Estudio de las tecnologías para el control de Dew Point de la corriente de gas natural producida en la estación tocaria de Perenco Colombia Limited. *Universidad Industrial de Santander*, 3(1), 1-15.
- Arnold, K., & Stewart, M. (2011). Dehydration Field Manual. *United States: Gulf professional Publishing*, 99.
- Corredor, G. (2018). Colombia y la transición energética. *Ciencia política*, 13(25), 107-125.
- Del Toro, R., & García, J. (2009). Analisis de sensibilidad de parametros de diseño para torres contactoras en plantas de deshidratación de gas natural. *Universidad Industrial de*.
<https://doi.org/10.1038/132817a0>
- Ghiasi, M. M. (2012). Initial estimation of hydrate formation temperature of sweet natural gases based on new empirical correlation. *Journal of Natural Gas Chemistry*, 21(5), 508-512.
- Gutierrez, J., Benitez, L., Martinez, J., & Ale, L. (2012). Propiedades termodinámicas para simulaciones de tratamientos primarios de petróleo. *3er. Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación. Sheraton Buenos Aires Hotel & Convention Center, Buenos Aires - Argentina*.
- Hammerschmidt, E. G. (1934). Formation of gas hydrates in natural gas transmission lines. *Industrial \& Engineering Chemistry*, 26(8), 851-855.
- Koh, C. A. (2002). Towards a fundamental understanding of natural gas hydrates. *Chemical Society Reviews*, 31(3), 157-167.
- Lemus, M., & Cuevas, L. (2014). Deshidratación de Gas Natural por absorción. *Mémoria Técnica*, 65.
- Manso, C. (2020, marzo). *La pandemia del COVID-19 y sus efectos en el medio ambiente - Cepei*.
Cepei.

- McKetta, J. J., & Wehe, A. H. (1958). Use this chart for water content of natural gases. *Petroleum Refiner (Hydrocarbon Processing)*, 37(8), 153.
- Mokhatab, S., Poe, W. A., & Mak, J. Y. (2018). *Handbook of natural gas transmission and processing: principles and practices*. Gulf professional publishing.
- Montenegro, J. (2021). *Use of artificial neural networks for estimating water content of natural gas mixtures taking into account heavy hydrocarbons contribution*. Universidad de Investigación de Tecnología Experimental Yachay.
- Navarro, M., & Moreno, F. (2013). Metodología para seleccionar el proceso más adecuado de deshidratación en corrientes de gas natural. *Universidad Industrial de Santander*.
<https://doi.org/10.1190/segam2013-0137.1>
- Pickering, K. E., Thompson, A. M., Kim, H., DeCaria, A. J., Pfister, L., Kucsera, T. L., Witte, J. C., Avery, M. A., Blake, D. R., Crawford, J. H., & others. (2001). Trace gas transport and scavenging in PEM-Tropics B South Pacific Convergence Zone convection. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 106(D23), 32591-32607.
- Roy, P. S., & Amin, M. R. (2011). Aspen-HYSYS simulation of natural gas processing plant. *Journal of Chemical Engineering*, 26, 62-65.
- Santos, N. (2021). Diseño y Operación de Plantas de Tratamiento de Gas. *Escuela de Ingeniería de Petróleos*.
- SISAIRE, IDEAM, & AMB. (2020). Calidad del Aire AMB - Estación Lagos del Cacique 2019 - 2020. *Sistema de vigilancia de la calidad del aire AMB*.
- Whitman, W. (2018). *Section 20 - Dehydration*. 66-69. <https://doi.org/10.2307/j.ctt20q23fc.24>
- Wu, M., Wang, S., & Liu, H. (2007). A study on inhibitors for the prevention of hydrate formation in gas transmission pipeline. *Journal of Natural Gas Chemistry*, 16(1), 81-85.

Anexos

Anexo A. Solubilidad del agua en hidrocarburos

La figura 15, proporciona solubilidad de agua en hidrocarburos gaseosos, la cual generalmente, es considerablemente menor que la solubilidad de agua en hidrocarburos líquidos. Esta figura se basa en datos experimentales desarrollados en la GPA RR 169. Algunos datos experimentales están disponibles en la GPA RR-62.

Contenido de agua en el gas natural

El contenido de agua de un gas depende de la temperatura, presión y los compuestos inmersos en la corriente del gas. El efecto del contenido de agua se incrementa con la presión y es particularmente importante si el gas contiene Dióxido de carbono CO_2 y/o Ácido sulfhídrico H_2S .

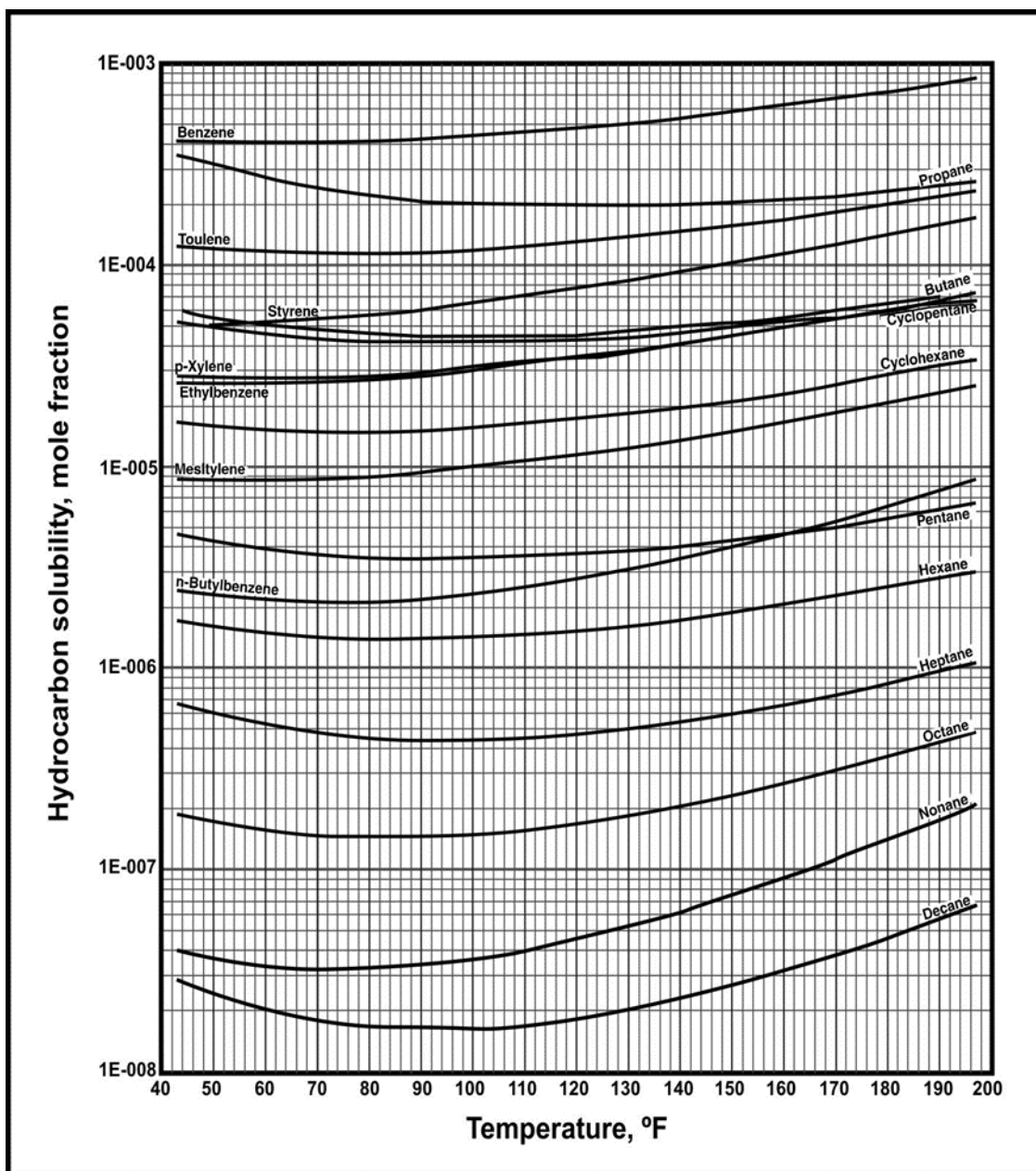
Contenido de agua en Gases Dulces

Para un gas natural pobre y que no contenga CO_2 o H_2S , que contiene más del 70% de metano (CH_4) y pequeñas cantidades de hidrocarburos pesados, correlaciones estandarizadas de presión — temperatura son adecuadas para muchas aplicaciones.

La figura 16, es un ejemplo de una de estas correlaciones, la cual ha sido ampliamente usada durante muchos años en el diseño de deshidratadoras de gas dulce debido a su acertada exactitud. Fue publicada por primera vez en 1958 y se basó en datos experimentales.

Figura 17.

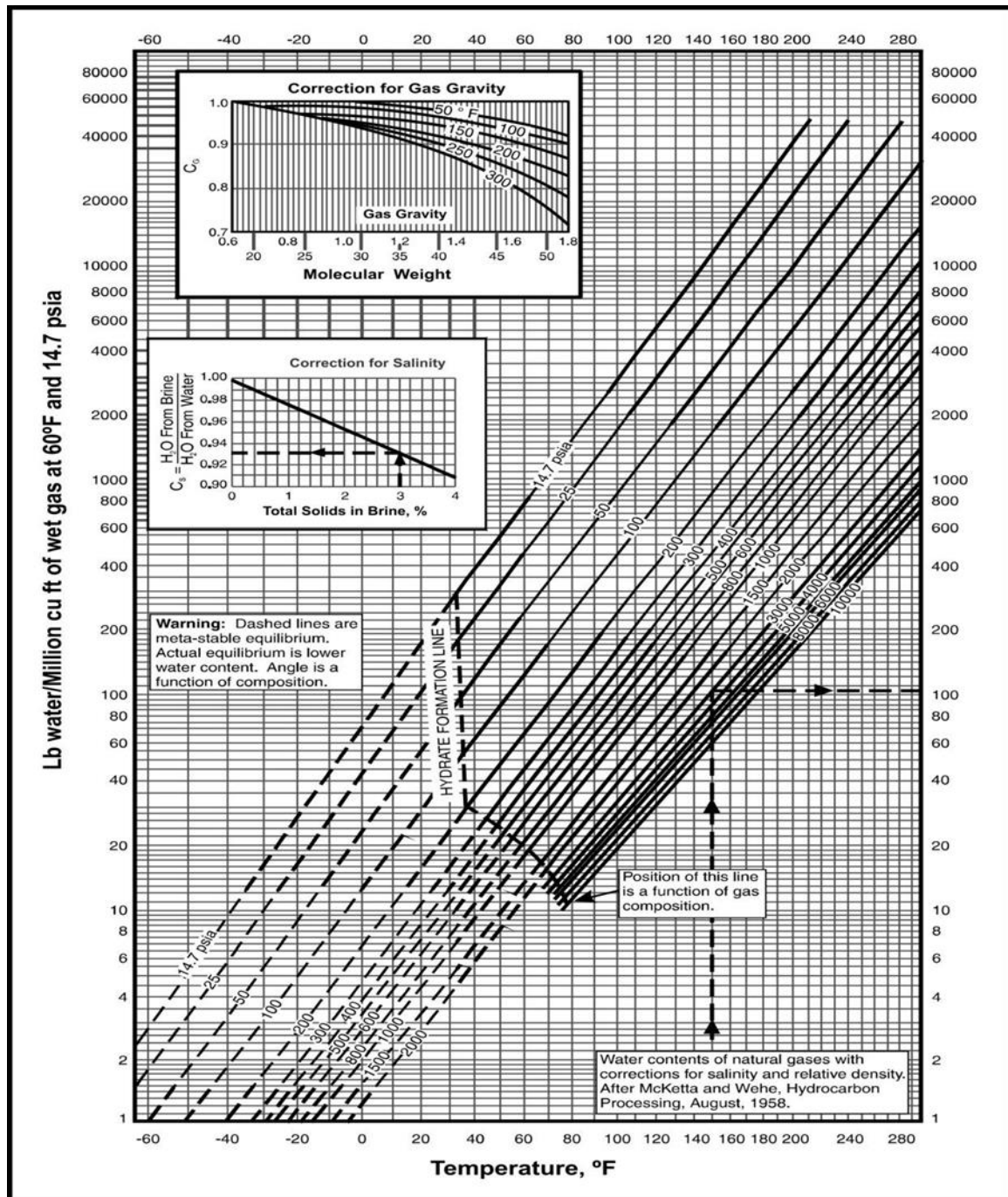
Solubilidad de agua en hidrocarburos gaseosos.



Fuente: GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION (GPSA). Engineering Data Book [Electronic]. 12 ed. [Tulsa, Oklahoma, United States]: GPSA Global, oct. 2004. [cited 29 aug., 2012]: Available from internet: <URL: <http://www.gpsa.gpaglobal.org>> Cap. 20. P. 4.

Figura 18.

Carta de contenido de agua de McKetta y Wehe



Fuente: GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION (GPSA). Engineering Data Book [Electronic]. 12 ed. [Tulsa, Oklahoma, United States]: GPSA Global, oct. 2004. [cited 29 aug., 2012]; Available from internet: <URL: <http://www.gpsa.gpaglobal.org>> Cap. 20. P 5.

La figura 16, muestra la temperatura a la cual el agua contenida en la corriente del gas natural se condensa.

Temperatura de Rocío de agua- (eje **X**) y el contenido de agua en libras de agua por MMPCS de gas saturado a cualquier presión y temperatura (eje **Y**).

El contenido de agua también depende de la salinidad del agua en el gas y de la gravedad específica del gas, por lo tanto, el cálculo realizado para la estimación del contenido de agua de la planta estudio debe ser corregido utilizando las figura 17.

La figura 17, muestra que, al aumentar la gravedad específica o peso molecular, el factor de corrección por gravedad baja, lo que se acentúa aún más si la temperatura aumenta, lo anterior permite determinar que un gas seco ($SG = 0.6$) tiene más cantidad de agua a las mismas condiciones de presión y temperatura que un gas rico.

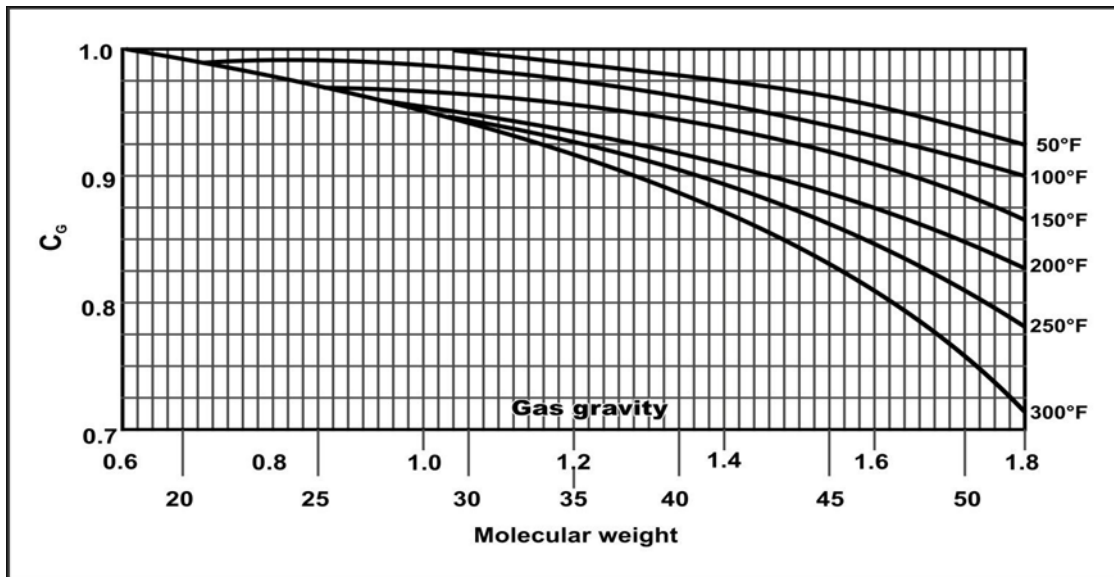
La figura 18, muestra que a medida que baja la cantidad de sal en la corriente de gas natural, el factor de corrección por salinidad disminuye, por lo que el contenido de agua va ser mucho menor, entonces, a medida que incrementa la cantidad de sal el contenido de agua será menor.

El contenido de agua del gas natural es indicado indirectamente por el punto de rocío, definido como la temperatura en la cual el gas natural está saturado con vapor de agua a una presión dada.

En el punto de rocío, el gas se encuentra en equilibrio con el agua en fase líquida, cualquier disminución en la temperatura o aumento en la presión causará que el vapor de agua empiece a condensarse. La depresión es conocida como la diferencia entre la temperatura de rocío de una corriente de gas saturada con agua y la misma corriente que se ha deshidratado.

Figura 19.

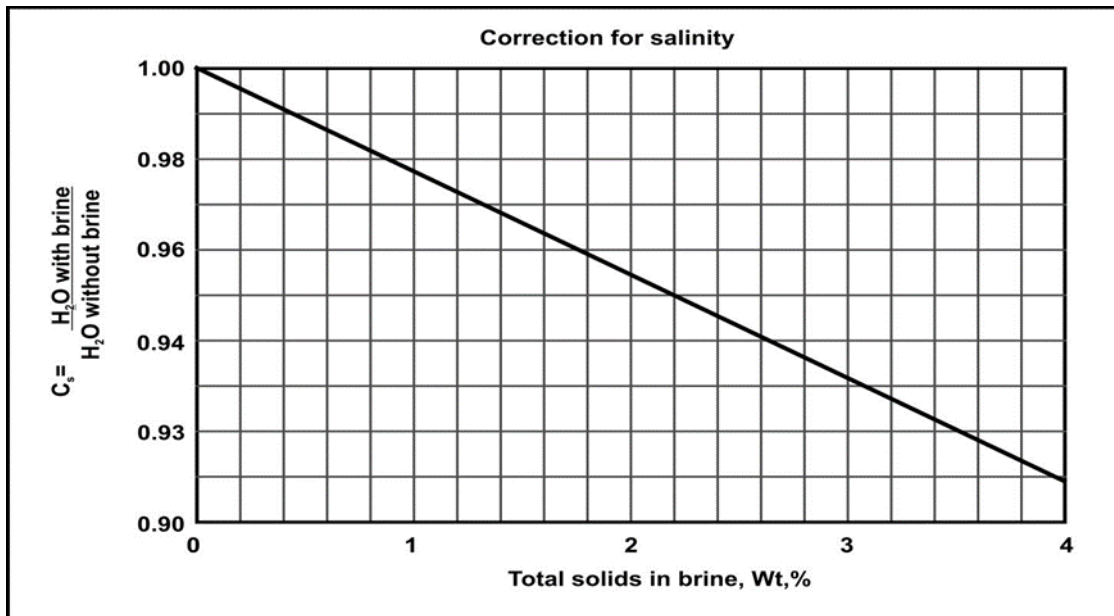
Corrección del contenido de agua por gravedad específica



Fuente: GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION (GPSA). Engineering Data Book [Electronic]. 12 ed. [Tulsa, Oklahoma, United States]: GPSA Global, oct. 2004. [cited 29 aug., 2012]: Available from internet: <URL: <http://www.gpsa.gpaglobal.org>> Cap. 20. P

Figura 20.

Corrección del contenido de agua por salinidad.



Fuente: GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION (GPSA). Engineering Data Book [Electronic]. 12 ed. [Tulsa, Oklahoma, United States]: GPSA Global, oct. 2004. [cited 29 aug., 2012]: Available from internet: <URL: <http://www.gpsa.gpaglobal.org>> Cap 20. P

Contenido de agua en Gases Ácidos

Uno de los métodos propuestos por la GPSA consiste en el promedio aditivo de la fracción molar correspondiente a los contenidos de agua en los componentes dulce y ácido. Se aplica a mezclas gaseosas con un contenido de gas ácido por debajo de 40%, mediante el uso de la siguiente ecuación.

Ecuación 5. Contenido de agua total

$$W = Y_{HC}W_{HC} + Y_{CO_2}W_{CO_2} + Y_{H_2S}W_{H_2S}$$

Donde:

W: Contenido de agua total, lb/MMPCS

W_{CO_2} : Contenido de agua en el CO_2 , lb/MMPCS

W_{H_2S} : Contenido de agua en el H_2S , lb/MMPCS

W_{HC} : Contenido de agua en el gas dulce, lb/MMPCS

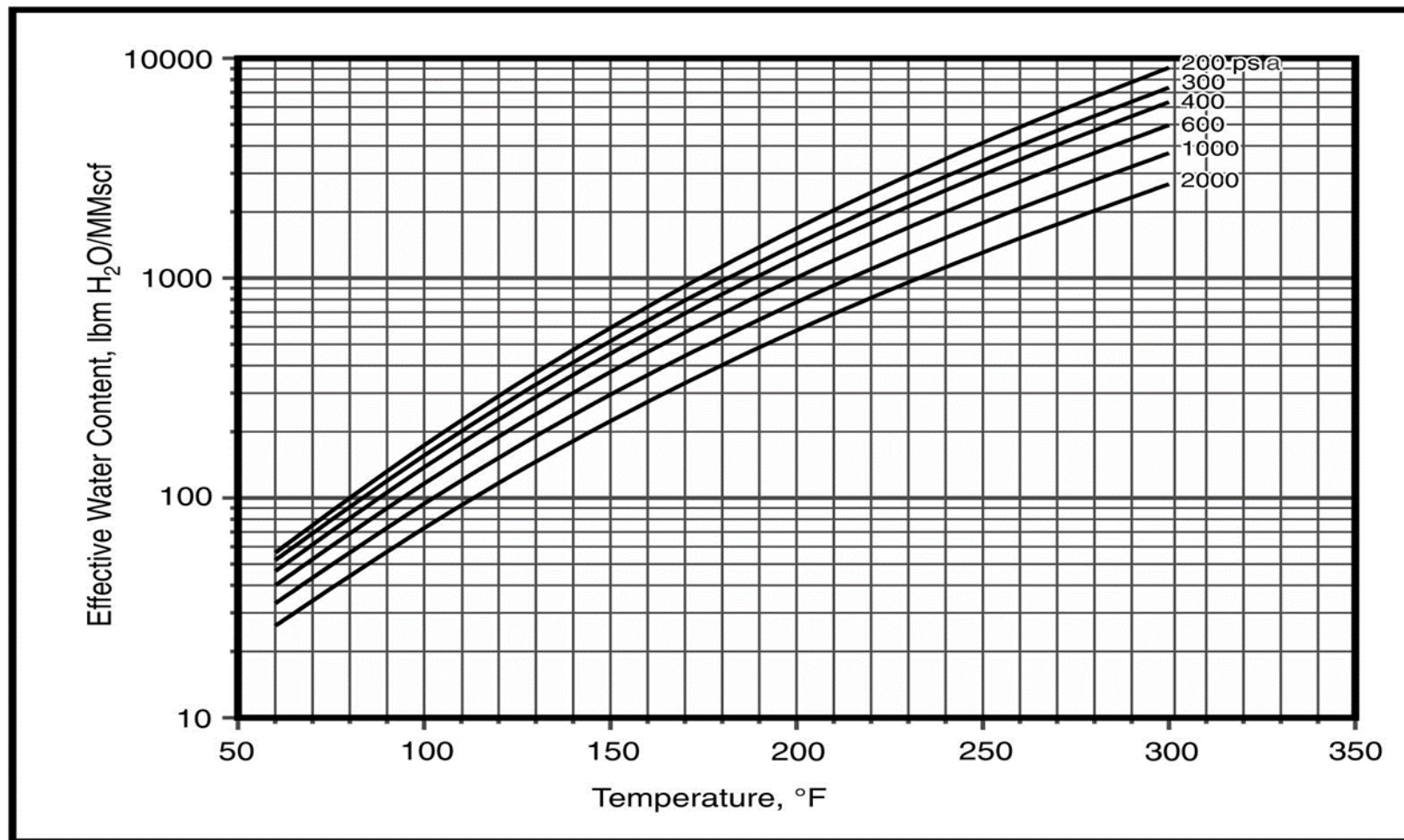
Y: Fracción molar de cada componente.

Nótese que las Figs. 19 y 20 contienen valores para el término contenido de agua “efectivo” de Dióxido de carbono CO_2 y Ácido sulfhídrico H_2S en mezcla de gas natural, el cual debe usarse solamente en la Ec. 5. Estos no son contenidos de agua para CO_2 y H_2S puros.

Es muy importante tener en cuenta que los valores de fracción molar de cada componente son datos suministrados por la cromatografía extendida de la corriente de gas natural.

Figura 21.

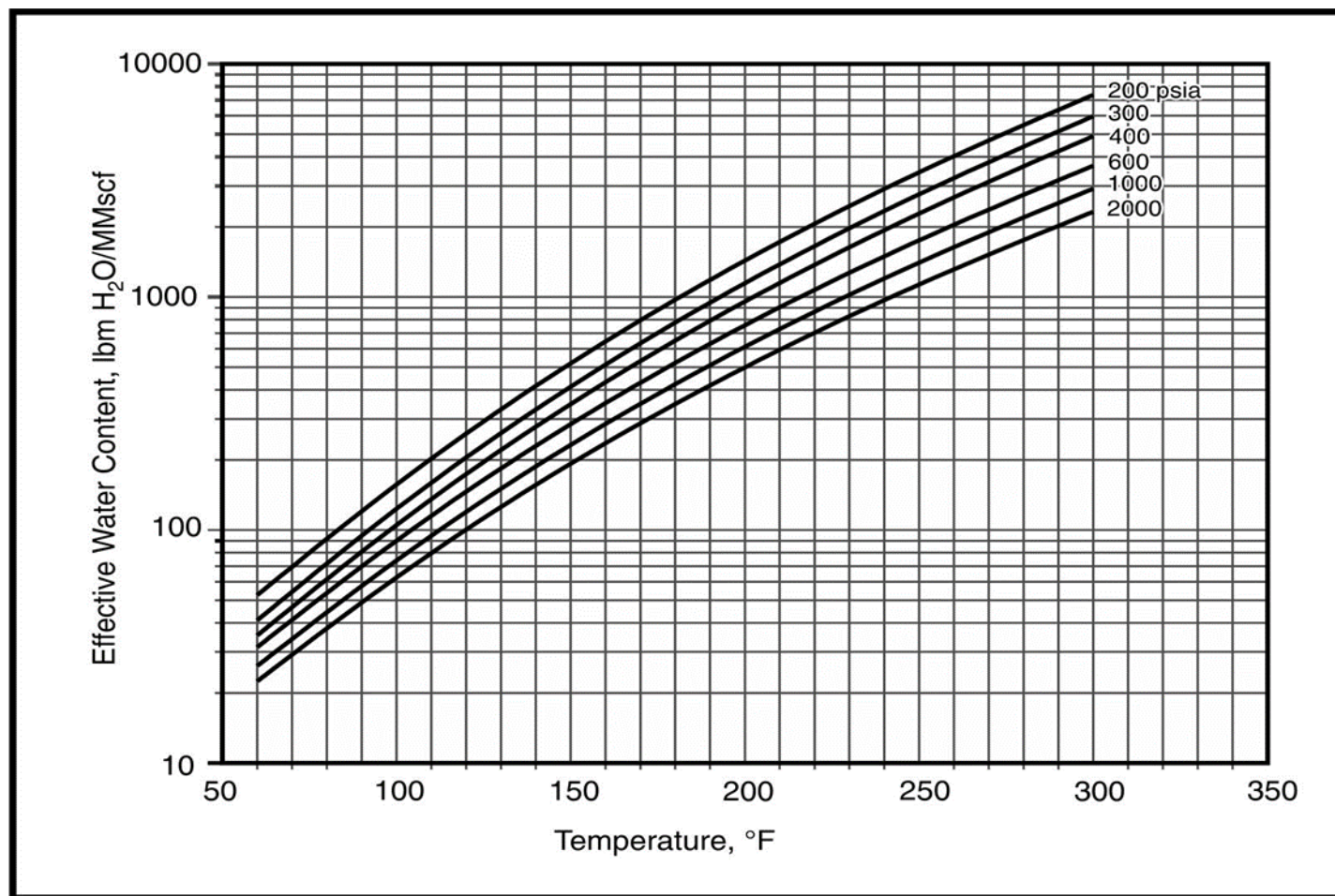
Contenido efectivo de agua de H₂S en una mezcla de gas natural.



Fuente: GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION (GPSA). Engineering Data Book [Electronic]. 12 ed. [Tulsa, Oklahoma, UnitedStates]: GPSA Global, oct. 2004. [cited 29 aug., 2012]: Available from internet: <URL: <http://www.gpsa.gpaglobal.org>> Cap. 20. P 8

Figura 22.

Contenido efectivo de agua de CO₂ en una mezcla de gas natural.



Fuente: GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION (GPSA). Engineering Data Book [Electronic]. 12 ed. [Tulsa, Oklahoma, UnitedStates]: GPSA Global, oct. 2004. [cited 29 aug., 2012]; Available from internet: <URL: <http://www.gpsa.gpaglobal.org>> Cap. 20. P 8

Procedimiento de cálculo:

1. Determinar el valor de WHC (contenido de agua de un gas dulce a las condiciones de operación, como en la figura 16).
2. Determinar el contenido de agua efectivo del H_2S , a temperatura y presión del sistema con la figura 19.
3. Con la figura 20, determinar el contenido de agua efectivo del CO_2 , a temperatura y presión del sistema.
4. Finalmente se calcula el valor de W, remplazando los valores de W_{HC} , W_{CO_2} , W_{H_2S} y su composición de los componentes dulces y ácidos (y) en la ecuación 5.

Anexo B. Propiedades de los glicoles usados en la deshidratación

Tabla 9.

Propiedades de los glicoles usados en la deshidratación.

Propiedad	Etilenglicol	Dietilenglicol	Trietilenglicol	Tetraetilenglicol	Metanol
Fórmula	C2H6O2	C4H10O3	C6H14O4	C6H18O6	CH3OH
Peso Molecular	62.1	106.1	150.2	194.23	32.04
Punto de ebullición a 760 mmHg, °F	387.1	472.6	545.9	597.2	148.1
Punto de ebullición a 760 mmHg, °C	197.3	244.8	285.5	314	64.5
Presión de vapor a 77°F (25°C), mmHg	0.12	< 0.01	< 0.01	< 0.01	120
Densidad a 77°F (25°C), g/cc	1.11	1.113	1.119	1.12	0.79
Densidad a 140°F (60°C), g/cc	1.085	1.088	1.092	1.092	0
Densidad a 77°F (25°C), lb/gal	9.26	9.29	9.34	9.34	6.59
Punto de congelamiento, °F	8	17	19	22	-144.0
Viscosidad a 77°F (25°C), cp.	16.5	28.2	37.3	44.6	0.52
Viscosidad a 140°F (60°C), cp	4.68	6.99	8.77	10.2	0.36
Calor específico a 77°F (25°C) Btu/Lb°F	0.58	0.55	0.53	0.52	0.60
Punto de flasheo, °F (PMCC)	240	255	350	400	53.6
Punto de fuego, °F (C.O.C.)	245	290	330	375	0
Temperatura de descomposición, °F [21]	329	328	404	460	0
Punto de fluidez, °F [2]	< -75	-65	-73	-42	
Calor de Vaporización a 14,7 psi, BTU/lb [2]	364	232	179		473

Anexo C. Datos operacionales de los glicoles

Tabla 10.

Datos operacionales de los glicoles

Etilenglicol EG	Dietilenglicol DEG	Trietilenglicol TEG	Tetraetilenglicol TTEG
Se usa como inhibidor de hidratos	Se reconcentra a 15 °F < T < 325°F alcanzando una pureza del 97 %	Se reconcentra a 350°F < T < 400°F alcanzando una pureza del 98.8 %	Se reconcentra a 400°F < T < 430°F alcanzando una pureza de 98.8
Tiende a tener más pérdidas en el gas cuando se utiliza en la torre de adsorción	No alcanza la concentración requerida para la mayoría de las aplicaciones	Presenta altas pérdidas en el gas a T > 120 °F	Presenta menores pérdidas en el gas a temperaturas altas en la contactora
Se recupera por separación a T<50°F se degrada a 329 °F	Se degrada a 328 °F	Se degrada a 404 °F	Se degrada a 460 °F