

**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE ESTABILIZACIÓN DE UNA UNIDAD DE  
DESHIDRATACIÓN - CASO DE ESTUDIO -**

**YENNY ALEJANDRA FIGUEROA VELASCO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS  
BUCARAMANGA**

**2017**

**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE ESTABILIZACIÓN DE UNA UNIDAD DE  
DESHIDRATACIÓN - CASO DE ESTUDIO -**

**YENNY ALEJANDRA FIGUEROA VELASCO**

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

**DIRECTOR**

**Nicolás Santos Santos**

**Magister en ingeniería de hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS  
BUCARAMANGA**

**2017**

## **DEDICATORIA**

A mi mami y mi hermanito, por su apoyo, amor y aliento incondicional.

A mis abuelitos, tíos y primitos, que siempre han apoyado mi proyecto de vida.

A mi amor, que estuvo día a día dándome fuerza para sacar este proyecto adelante.

A mi papi y a Dios que me bendicen desde el cielo.

Yenny Alejandra Figueroa Velasco.

## **AGRADECIMIENTOS**

La autora expresa su agradecimiento a:

A Nicolás Santos Santos, Ingeniero de Petróleos, profesor y director de esta monografía por su apoyo y tiempo dedicado a la revisión de la misma.

A los profesores de esta especialización, por su valiosa contribución en nuestra formación como especialista.

A mis compañeros y amigos de la especialización por sus valiosos aportes y apoyo durante estos 2 años de vivencias.

Yenny Alejandra Figueroa Velasco.

## TABLA DE CONTENIDO

|   |    |
|---|----|
| INTRODUCCIÓN .....                                      | 14 |
| 1. EL GAS NATURAL.....                                  | 15 |
| 1.1. DEFINICIÓN .....                                   | 15 |
| 1.2. TRATAMIENTO DEL GAS.....                           | 16 |
| 1.2.1. Deshidratación del Gas.....                      | 17 |
| 2. PROCESO DE DESHIDRATACIÓN .....                      | 22 |
| 2.1. IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES DEL PROCESO.....   | 22 |
| 2.2. COMPARACIÓN DE LAS VARIABLES DEL PROCESO.....      | 22 |
| 3. SIMULACIÓN DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN .....       | 25 |
| 3.1. CASO BASE .....                                    | 25 |
| 3.2. ESTUDIOS DE SENSIBILIDAD .....                     | 27 |
| 3.2.1. Temperatura del Rehervidor.....                  | 27 |
| 3.2.2. Temperatura del Gas de entrada.....              | 28 |
| 3.2.3. Temperatura de las entradas del absorbedor.....  | 29 |
| 3.2.4. Tasa de circulación de Glicol.....               | 30 |
| 3.2.5. Gas de Stripping.....                            | 31 |
| 4. ANÁLISIS Y RESULTADOS.....                           | 33 |
| 4.1. OPTIMIZACIÓN DEL CASO BASE.....                    | 33 |
| 4.2. CURVAS OPERACIONALES.....                          | 34 |
| 4.2.1. Variación del Flujo de Gas de entrada.....       | 34 |
| 4.2.2. Variación del Temperatura de Gas de entrada..... | 35 |
| 5. RECOMENDACIONES .....                                | 37 |
| 6. CONCLUSIONES.....                                    | 38 |
| BIBLIOGRAFÍA.....                                       | 39 |

## LISTA DE TABLAS

|  |    |
|--|----|
| Tabla 1. Cuadro comparativo de las variables del sistema ..... | 23 |
| Tabla 2. Composición Gas de entrada a la planta .....          | 25 |
| Tabla 3. Resultados – Caso Base.....                           | 27 |
| Tabla 4. Variables optimizadas del sistema.....                | 33 |
| Tabla 5. Resultados - Caso optimizado .....                    | 33 |

## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1. Valores típicos del gas Natural .....                                | 15 |
| Figura 2. Tratamiento del Gas Natural.....                                     | 16 |
| Figura 3. Propiedades físicas y químicas del TEG .....                         | 19 |
| Figura 4. Esquema típico de una unidad de deshidratación con TEG .....         | 20 |
| Figura 5. Diagrama de Proceso de la simulación del Sistema de Deshidratación . | 26 |
| Figura 6. Variación de la Temperatura del Rehervidor .....                     | 28 |
| Figura 7. Variación de la Temperatura del Gas de entrada .....                 | 29 |
| Figura 8. Variación de las Temperaturas de entrada.....                        | 30 |
| Figura 9. Tasa de circulación de Glicol.....                                   | 31 |
| Figura 10. Tasa de circulación Gas stripping.....                              | 32 |
| Figura 11. Curva operativa – Flujo Gas de Entrada.....                         | 35 |
| Figura 12. Curva operativa – Temperatura Gas de Entrada.....                   | 36 |

## GLOSARIO

**Agentes secuestrantes:** son compuestos químicos que tienen la propiedad de poder asociarse a las moléculas que se requieren remover de otro fluido en tratamiento.

**Deshidratación del Gas:** es un proceso mediante el cual se remueve el agua del Gas Natural. Constituye una de las etapas fundamentales en el tratamiento del gas.

**Endulzamiento del Gas:** procesos mediante el cual se remueve los componentes ácidos del gas crudo. Típicamente son utilizadas columnas contactoras, las cuales se ponen en contacto con un solvente químico afín con las moléculas ácidas del gas ( $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ ).

**Gas natural:** es una mezcla de gases compuesta principalmente por metano (95%), además de dióxido de carbono, etano, propano, butano y nitrógeno, entre otros gases. Se trata de un gas combustible que proviene de formaciones geológicas, por lo que constituye una fuente de energía no renovable. Al momento de su extracción el gas natural contiene impurezas que tienen que ser removidas antes de su transporte y comercialización.

**Gas asociado:** es el que se extrae junto con el petróleo crudo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos como etano, propano, butano y naftas.

**Gas de pozo o gas crudo:** es aquel que sale del yacimiento, sin tratar ni procesar.

**Gas húmedo:** es aquel que contiene vapor de agua.

**Gas no asociado o gas libre:** es el que se encuentra en depósitos que contienen únicamente gas natural

**Gas seco:** es aquel que no contiene vapor de agua.

**Temperatura de ebullición:** es aquella temperatura en la cual la presión de vapor del líquido iguala a la presión de vapor del medio en el que se encuentra. Coloquialmente, se dice que es la temperatura a la cual la materia cambia del estado líquido al estado gaseoso.

**Temperatura de degradación:** Diferentes compuestos orgánicos son susceptibles de degradación cuando su temperatura interna sobrepasa cierto límite, llamado temperatura de degradación, ya que, al alcanzar esta temperatura,

ocasionará la pérdida irreversible de propiedades mecánicas y químicas del mismo.

## RESUMEN

**TÍTULO: EVALUACIÓN DEL PROCESO DE ESTABILIZACIÓN DE UNA UNIDAD DE DESHIDRATACIÓN - CASO DE ESTUDIO - \***

**AUTORA: YENNY ALEJANDRA FIGUEROA VELASCO\*\***

**PALABRAS CLAVES:** Deshidratación, Gas Seco, Gas húmedo, Trietilenglicol, Aspen HYSYS.

### **DESCRIPCIÓN:**

En el presente trabajo de monografía se evaluó el impacto que tienen las variables operacionales (temperatura del gas húmedo, temperatura del glicol, temperatura del rehervidor, temperatura del condensador, presión de la absorbidora, tasa de circulación del glicol, entre otros) en un sistema de deshidratación de gas diseñado para 180 MMscfd, durante la estabilización del proceso en una facilidad ubicada en el piedemonte llanero.

La recopilación de información sobre los valores recomendados para cada una de las variables de diseño de un sistema de deshidratación por absorción (utilizando Trietilenglicol como agente secuestrante), permitieron realizar la simulación del proceso existente en la facilidad utilizando como herramienta Aspen HYSYS® e identificar qué variables podían ser optimizadas para mantener la especificación del gas de salida (gas seco) por debajo de la estipulada por el RUT (< 6 lbH<sub>2</sub>O/MMscf) para el transporte y comercialización del gas natural, y de igual manera, proteger la integridad mecánica de los sistemas de procesamiento existentes, aguas abajo de la unidad de deshidratación.

Los valores optimizados que se encontraron por medio de los estudios de sensibilidad realizados, utilizando Aspen HYSYS® para la identificación de las variables operativas más relevantes, permitieron desarrollar parámetros específicos y construir curvas operacionales, que ayudarán a los operadores de campo a realizar cambios cuando se presenten fluctuaciones en dichas variables y mitigar la posibilidad de una desestabilización del proceso que pueda afectar la facilidad.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Nicolás Santos Santos, Magister en ingeniería de hidrocarburos.

## ABSTRACT

**TITLE: EVALUATION OF THE PROCESS STABILIZATION OF A DEHYDRATION UNIT – STUDY CASE - \***

**AUTHOR: YENNY ALEJANDRA FIGUEROA VELASCO\*\***

**KEYWORDS:** Dehydratation, Dry Gas, Wet gas, Triethylene glycol, HYSYS.

### **DESCRIPTION:**

In the present monograph, the impact of the operational variables (wet gas temperature, glycol temperature, reboiler temperature, condenser temperature, absorber pressure, glycol circulation rate, among others) was evaluated in a system of the gas dehydration designed for 180 MMscfd, during the stabilization of the process in a facility located in the Colombian East Plains.

The collection of information on the recommended values for each of the design variables of an absorption dehydration system (using triethylene glycol as a sequestering agent) allowed the simulation of the existing process in the facility using Aspen HYSYS® tool and identify what variables could be optimized to keep the output gas (dry gas) specification below that stipulated by the RUT (<6 lbH<sub>2</sub>O/MMscf) for the transportation and commercialization of natural gas, and to protect the mechanical integrity of the existing processing systems, downstream of the dehydration unit.

The optimized values that were found through the sensitivity studies performed, using Aspen HYSYS® to identify the most relevant operating variables, allowed the development of specific parameters and the construction of operational curves, which will help field operators make changes when fluctuations occur in such variables and mitigate the possibility of a destabilization of the process that may affect the facility.

---

\* Degree Thesis

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Nicolás Santos Santos. Magister en ingeniería de hidrocarburos

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad alcanzar las condiciones de especificación requeridas por los compresores utilizados para la reinyección de gas dentro de una facilidad en el piedemonte llanero, no ha sido posible, debido a que no se ha alcanzado la estabilización definitiva del tratamiento de deshidratación del gas por la fluctuación de los valores de las variables de proceso, la baja confiabilidad en la medición de los niveles reales en el sistema y la incertidumbre de la eficiencia real del proceso. De no ser posible la estabilización del proceso, se seguirán presentando pérdidas económicas relacionadas tanto al inventario de sustancias utilizadas en el tratamiento (glicol) como a la producción del campo.

Para poder alcanzar las especificaciones requeridas para el gas de reinyección y ventas en la facilidad, es necesario identificar las variables que están afectando el proceso de estabilización de la unidad deshidratadora. La determinación de los rangos operativos apropiados de las variables de la unidad deshidratadora mediante la simulación y el estudio de sensibilidades, permitirá generar parámetros y rangos operacionales que llevarán el gas tratado en la unidad a alcanzar las especificaciones requeridas, disminuyendo así las pérdidas económicas asociadas al inventario de los insumos (glicol), producción del campo y afectación mecánica de los compresores de reinyección por los altos contenidos actuales de humedad en el gas.

El presente trabajo de monografía presentará juicios de valor del proceso de deshidratación, realizará la simulación del sistema y sensibilidad sobre las variables del mismo, utilizando como herramienta Aspen HYSYS®, teniendo en cuenta parámetros de diseño y operacionales típicos que permitan la identificación de las variables relacionadas con la estabilización del proceso de deshidratación, generando las curvas operacionales del sistema analizado y recomendaciones sobre los valores operativos que deben establecerse para cada una de las variables, describiendo el funcionamiento típico de una unidad de deshidratación y determinando las diferencias en los valores presentados entre las variables de diseño y operacionales de una unidad de deshidratación para determinar las desviaciones del sistema.

## 1. EL GAS NATURAL

A continuación, se presentan las generalidades del gas Natural.

### 1.1. DEFINICIÓN

El gas natural es el gas obtenido a partir de depósitos naturales subterráneos, ya sea como gas libre o gas asociado al crudo. Por lo general, contiene grandes cantidades de metano y en menor proporción, pero no menos importantes cantidades de otros hidrocarburos (etano, propano, butano y pentano)<sup>1</sup>. El gas natural es un combustible fósil gaseoso, esencialmente generado a partir de restos de plantas y animales y microorganismos que vivieron hace millones y millones de años atrás.

Cualquiera que sea la fuente del gas natural, este contiene vapor de agua, sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), helio (He), nitrógeno (N<sub>2</sub>), y otros compuestos en diferentes proporciones, pero normalmente dentro de los rangos presentados en la Figura 1.

**Figura 1. Valores típicos del gas Natural**

|                   |                                |        |
|-------------------|--------------------------------|--------|
| Methane           | CH <sub>4</sub>                | 70-90% |
| Ethane            | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>  |        |
| Propane           | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>  | 0-20%  |
| Butane            | C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> |        |
| Carbon Dioxide    | CO <sub>2</sub>                | 0-8%   |
| Oxygen            | O <sub>2</sub>                 | 0-0.2% |
| Nitrogen          | N <sub>2</sub>                 | 0-5%   |
| Hydrogen sulphide | H <sub>2</sub> S               | 0-5%   |
| Rare gases        | A, He, Ne, Xe                  | trace  |

Tomado de: AHMAD SYAHRUL, B.M. Abril, 2009.

En la actualidad, cerca del 25% de la energía primaria consumida en el mundo se proporciona a partir del gas natural, siendo este uno de los combustibles más importantes en nuestra vida cotidiana y una de las principales fuentes de energía.

En épocas pasadas este era considerado como un producto secundario no deseado en la producción del petróleo, sin embargo, en pocos años ha registrado

---

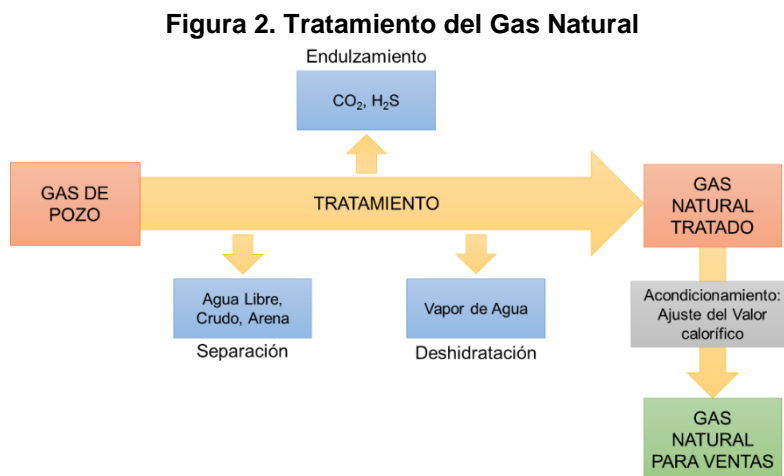
<sup>1</sup> ABDEL AAL H.K, EGGOUR M, FAHIM M.A. "Petroleum and gas field processing". Marcel Dekker Inc. New York. 2003.

un aumento considerable en la disponibilidad de los recursos de gas, convirtiéndose en un actor importante de la economía mundial y el desarrollo reciente para diversos países, ya que es una fuente de energía para uso doméstico, industrial y comercial, así como para generar electricidad. El gas natural, despierta un gran interés en la industria, por ser uno de los más limpios, más seguro y más útil de todas las fuentes de energía<sup>2</sup>.

## 1.2. TRATAMIENTO DEL GAS

Las propiedades del gas (asociado o no asociado) como la gravedad específica, presión, temperatura, viscosidad, factor de compresibilidad, la densidad del gas, son esenciales para el diseño y el análisis de la producción del gas natural y los sistemas de procesamiento asociados a este. Debido a que el gas natural es una mezcla compleja de hidrocarburos ligeros con una cantidad menor de compuestos inorgánicos ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ), siempre es deseable encontrar la composición del gas a través de mediciones. Una vez que se conoce la composición del gas de pozo, las propiedades del mismo pueden estimarse utilizando correlaciones pre-establecidas.<sup>3</sup>

Para cumplir con los requisitos de un combustible limpio, seco y totalmente gaseoso adecuado para el transporte a través de tuberías y distribución a los usuarios finales, este debe pasar por varias etapas de procesamiento, tanto para la remoción de compuestos inorgánicos (endulzamiento), como la reducción del contenido de agua (separación y deshidratación).



<sup>2</sup> AHMAD SYAHRUL, B.M. "Natural Gas Dehydration using Triethylene Glycol (TEG)". Universidad de Malaysia Pahang. Abril, 2009.

<sup>3</sup> GUO B, GHALAMBOR A. "Natural Gas Engineering Handbook". Gulf Publishing Company. Houston Texas, USA. 2005.

**1.2.1. Deshidratación del Gas.** El gas natural normalmente está saturado con vapor de agua a las condiciones de presión y temperatura de operación, conteniendo por lo general, de 80 a 160 libras de agua por MMscfd. La mayoría de esta agua se encuentra como agua libre y puede ser removida pasando el gas a través de separadores, sin embargo, el agua en forma de vapor debe ser removida utilizando agentes secuestrantes para realizar el proceso de deshidratación del mismo.

Si este vapor se condensa parcialmente, por efecto de variaciones en la presión y/o la temperatura, podrían producirse diversos problemas referentes al aseguramiento del flujo en tuberías y en la planta de procesamiento, tales como:

- a) *Corrosión en tuberías:* causadas por la presencia de H<sub>2</sub>S y/o CO<sub>2</sub>, que en presencia de agua forman ácidos son altamente corrosivos.
- b) *Reducción de la capacidad de transporte de gas en las tuberías:* el agua líquida puede depositarse en las partes bajas de las tuberías e incrementar la caída de presión y/o formar sellos de líquido que impidan la libre circulación del gas en estas. Este fenómeno puede también afectar seriamente los equipos componentes de las plantas de extracción de líquidos, tales como, intercambiadores de calor, compresores, filtros, válvulas, instrumentación, entre otros<sup>4</sup>.
- c) *Formación de hidratos*<sup>5</sup>: los hidrocarburos de bajo peso molecular (metano, etano, propano e isobutano) y otros gases (N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S), al combinarse con agua, en condiciones de alta presión (de 350 a 1600 psig) y baja temperatura (entre 35 y 55 °F)<sup>6</sup>, pueden formar hidratos de gas. La formación de hidratos en el gas natural ocurrirá si existe agua libre y se enfría el gas por debajo de la temperatura de “formación de hidratos”. En el año 1934 Hammerschmidt reportó que los hidratos se pueden formar en 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<sup>7</sup>. La formación de hidratos se acelera debido a la agitación, pulsaciones de presión (altas velocidades o turbulencia), cristales de hidratos incipientes, y se favorece en sitios tales como un codo en una tubería, placas de orificio, termopozos e incrustaciones y productos de corrosión sólidos en tuberías.

---

<sup>4</sup> AHMAD SYAHRUL, B.M. “Natural Gas Dehydration using Triethylene Glycol (TEG)”. Universidad de Malaysia Pahang. Abril, 2009.

<sup>5</sup> HAMMERSCHMIDT, E. “Formation of Gas Hydrates in Natural Gas Transmission Lines”, industrial and engineer chemistry. 1934.

<sup>6</sup> KOH, C.A., WESTACOTT, R.E., ZHANG, W., HIRACHAND, K., CREEK, J.L. & SOPER, A.K. “Mechanisms of gashydrate formation and inhibition. Fluid Phase Equil”.2002. 194-197, 143-151 p.

<sup>7</sup> HAMMERSCHMIDT, E.G. “Formation of gas hydrates in natural gas transmission lines”. Industrial and Engineer Chemistry . 1934. 851-855 p.

- d) *Reducción del poder calorífico del gas*: la presencia de agua en la composición del gas, afecta el valor del poder calorífico del gas, disminuyendo así su valor comercial, requiriendo el aumento de flujo de gas suministrado para poder alcanzar el mismo valor de poder calorífico que un gas sin presencia de agua.

En la mayoría de los procesos de producción de hidrocarburos comerciales, la presencia de agua puede causar reacciones secundarias, la formación de espuma o la desactivación del catalizador. Por lo tanto, para evitar este tipo de problemas, el tratamiento de gas natural es inevitable.

La deshidratación del gas natural es una de las operaciones unitarias más importantes en la industria del gas natural. En esta operación el contenido de agua se reduce para cumplir con las especificaciones de venta u otros procesos de gas aguas debajo de la unidad de deshidratación (compresión, reinyección, recuperación de gases, entre otros).

Existen diferentes métodos para remover el vapor de agua del gas natural, por ejemplo, la adsorción, la absorción, tamices moleculares<sup>8</sup> y refrigeración<sup>9</sup>. Los procesos más usados para la deshidratación del gas natural en la industria mundial son la absorción o adsorción<sup>10,11</sup>. De hecho, la deshidratación de gas por glicol es capaz de reducir el contenido de agua de gas natural a menos de 0,1 ppm<sup>12</sup>. Para el propósito de esta monografía, sólo se describirá el proceso de absorción, ya que es el proceso que se tomará como caso de estudio.

La absorción es la transferencia de un componente de la fase gaseosa a la fase líquida y es más favorable a una temperatura más baja y presión más alta. El vapor de agua se elimina del gas por contacto íntimo con un desecante líquido higroscópico. El contacto se consigue normalmente en torres de platos o empacadas. Los glicoles han sido ampliamente utilizados como desecantes líquidos eficaces. La deshidratación por absorción con glicol suele ser económicamente más atractiva que la deshidratación por desecante sólido, aunque ambos procesos son capaces de cumplir con el objetivo requerido<sup>13</sup>.

El glicol, agente principal en este proceso, posee una alta afinidad química con el agua, reduciendo el contenido de esta en el gas tratado en la unidad

---

<sup>8</sup> GANDHIDASA, P. ABDULGHANI A. AL-FARAYEDHI AND AL-MUBARAK A. "Dehydration of natural gas using solid desiccants", Energy, Volume 26, Issue 9. 2001. 855-868 p.

<sup>9</sup> ABDEL-AAL K. Petroleum and Gas Field Processing. CRC Press. New York. 2003. 90-110 p.

<sup>10</sup> STEWART M, ARNOLD K. Gas dehydration Field Manual. Gulf Professional Publishing. Houston. 2011, 40-77 p.

<sup>11</sup> ABDEL-AAL K. Op cit. 90-110 p.

<sup>12</sup> THOMPSON R. *Oilfield processing of petroleum*. Penn Well Books. Tulsa. 1991, 51-57 p.

<sup>13</sup> GUO B, GHALAMBOR A. "Natural Gas Engineering Handbook". Gulf Publishing Company. Houston Texas, USA. 2005.

deshidratadora<sup>14</sup>. Los glicoles más utilizados para la deshidratación de gas natural son etilenglicol (EG), dietilenglicol (DEG), trietilenglicol (TEG) y tetraetilenglicol (TREG). Normalmente, un solo tipo de glicol puro se utiliza en la unidad de deshidratación, sin embargo, pueden existir ocasiones donde los requerimientos en el tratamiento del gas requieran una mezcla de varios de estos.

El TEG ha ganado aceptación en la industria como el más rentable de los glicoles debido a su punto de rocío superior, el costo de operación y fiabilidad de funcionamiento<sup>15</sup>. La forma física de TEG es un líquido incoloro, inodoro y estable con alta viscosidad y un alto punto de ebullición, también es soluble en etanol, acetona, ácido acético, glicerina, piridina y aldehídos; ligeramente soluble en éter dietílico; e insoluble en aceite, grasas e hidrocarburos. Algunas de las propiedades físicas y químicas del TEG se presentan en la Figura 3.

**Figura 3. Propiedades físicas y químicas del TEG**

| Parameter                               | Unit    | Properties               |
|---|---------|--------------------------|
| Common name                             | -       | Triethylene Glycol       |
| Chemical name                           | -       | Triethylene Glycol       |
| CAS registry number                     | -       | 112-27-6                 |
| Empirical formula                       | -       | C6H14O4                  |
| Molecular weight                        | g/mol   | 150.17                   |
| Density                                 | g/cm3   | 1.10                     |
| Flash point (PMCC)                      | °C (°F) | 176 (350)                |
| Ignition point, °C (°F)                 | °C (°F) | 371 (700)                |
| Distillation range at 760mmHg           | °C (°F) |                          |
| Initial boiling point                   |         | 278 (532)                |
| Dry point                               |         | 300 (572)                |
| Boiling point at 760 mm Hg              | °C (°F) | 287.8 (550)              |
| Freezing point                          | °C (°F) | -7.2 (19)                |
| Coefficient of expansion per °C at 20°C | -       | 0.00068                  |
| Surface tension at 20°C                 | dyne/cm | 45.2                     |
| Vapor pressure at 20°C                  | mm Hg   | less than 0.01           |
| Specific Gravity                        | -       | 1.1274                   |
| Solubility                              | -       | Highly miscible in water |

Tomado de: PIMCHANOK K. Mayo, 2013.

Una de las mayores ventajas de la utilización de TEG en los procesos de deshidratación de gas natural, es la facilidad de regeneración y operación, un mínimo de pérdidas de agente de secado durante la operación, alta afinidad por el agua, estabilidad química, alta higroscopicidad y baja presión de vapor a la temperatura de contacto<sup>16</sup>. El gas de entrada a la columna contactora, debe

<sup>14</sup> AHMAD SYAHRUL, B.M. "Natural Gas Dehydration using Triethylene Glycol (TEG)". Universidad de Malaysia Pahang. Abril, 2009.

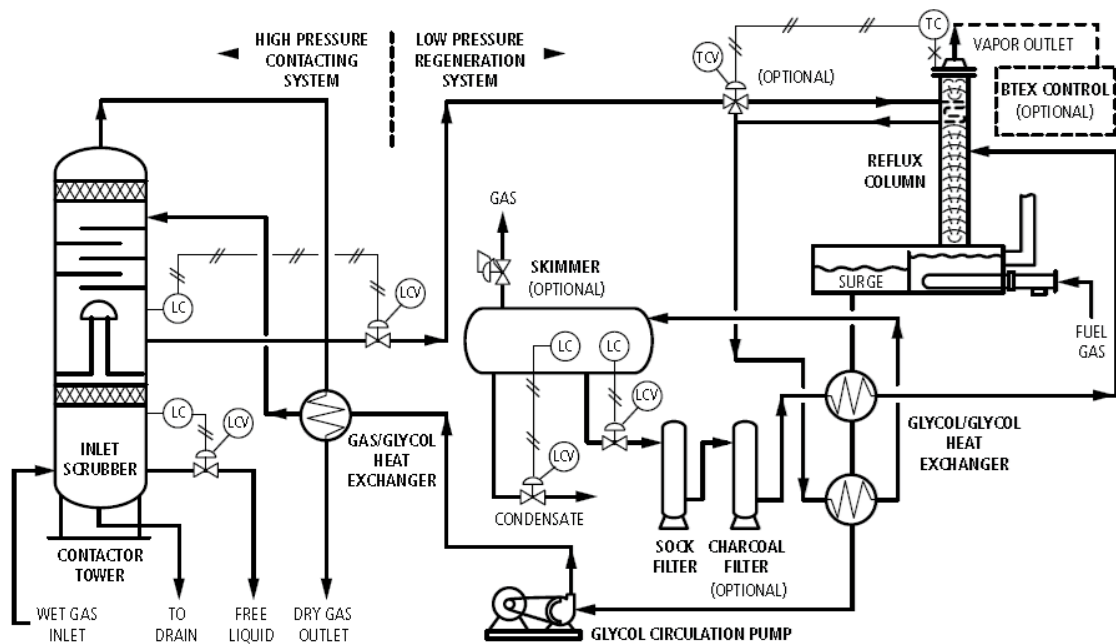
<sup>15</sup> POLÁK, L. "Modeling Absorption drying of natural gas", Universidad de ciencia y tecnología de Norwegian (NTNU). Trondheim, Norway. Mayo, 2009.

<sup>16</sup> AHMAD SYAHRUL, B.M. "Natural Gas Dehydration using Triethylene Glycol (TEG)". Universidad de Malaysia Pahang. Abril, 2009.

limpiarse para eliminar toda el agua y los hidrocarburos líquidos, cera, arena, lodo de perforación y otras impurezas. Estas sustancias pueden causar la formación de espuma, inundaciones, pérdidas de glicol altas, baja eficiencia y un mayor mantenimiento en la torre de absorción. Estas impurezas se pueden eliminar con separador o incluso un filtro separador para gases muy contaminados<sup>17</sup>.

La unidad de deshidratación está constituida por varias unidades de operación, como, la torre contactora (para este caso de estudio será empacada), torre regeneradora, intercambiador de calor, entre otros. En la Figura 4 se presenta el esquema típico de una unidad de deshidratación de gas natural con TEG.

**Figura 4. Esquema típico de una unidad de deshidratación con TEG**



(Tomado de: Cameron. "Glicol dehydration systems. Brochure". En línea: [https://cameron.slb.com/-/media/cam/resources/2014/10/09/15/44/spt-glycol\\_dehydration\\_systems\\_brochure.ashx](https://cameron.slb.com/-/media/cam/resources/2014/10/09/15/44/spt-glycol_dehydration_systems_brochure.ashx).)

Durante el proceso de deshidratación, el TEG pobre (TEG regenerado con bajo contenido de agua) entra en la parte superior de la columna de absorción, para ponerse en contacto con el gas húmedo que entra desde la parte inferior de la columna, obteniendo por el fondo de la misma un TEG rico (TEG con alto contenido de agua) que se enviará a la regeneradora<sup>18</sup> y por la parte superior de la contactora gas seco en el punto de rocío del agua requerida.

<sup>17</sup> GUO B, GHALAMBOR A. "Natural Gas Engineering Handbook". Gulf Publishing Company. Houston Texas, USA. 2005.

<sup>18</sup> CARROLL J. "Natural Gas Hydrates". Oxford: Gulf Professional Publishing. 2009. 32-33 p.

El gas húmedo entra a la columna de absorción después de haber pasado por un separador a la entrada. El separador se encarga de los líquidos libres del gas (agua e hidrocarburos) para disminuir la cantidad de agua que tiene que ser eliminada en la columna de absorción, disminuyendo también el tamaño de la columna y el TEG necesario en el proceso<sup>19</sup>.

El TEG rico fluye desde la parte inferior de la contactora a un separador, donde se separan TEG, condensados y gas. Desde el separador de TEG / condensado, el TEG rico pasa a través de un intercambiador de calor para elevar su temperatura, y seguir su recorrido hacia el tambor de evaporación, donde la baja presión y alta temperatura mejora la eliminación de una parte de los componentes livianos absorbidos principalmente C1 y C2.

A su paso por el tope de la chimenea del regenerador circula en un serpentín que actúa como condensador de glicol, pasando posteriormente a un tanque de venteo en donde se separan los gases desorbidos. Del tanque de venteo el TEG rico se filtra e intercambia calor con el TEG pobre procedente del tanque de almacenamiento, y luego, mediante bombeo, alimenta la regeneradora. La temperatura en esta unidad crece considerablemente para promover la separación de TEG del vapor de agua. El calor se suministra al regenerador mediante un rehervidor a fuego directo, que usa gas combustible. El TEG pobre pasa del regenerador al acumulador, y de éste al tren de intercambiadores mediante bombeo. Se alimenta al tope de la regeneradora para repetir toda la secuencia de secado de la corriente continua del gas de alimentación y de regeneración para conformar su uso en un lazo cerrado de flujo<sup>20</sup>. Es necesaria inyección de químicos en la línea de succión de las bombas para controlar el pH de glicol pobre mediante la inyección de una base y / o un inhibidor de corrosión, para evitar la formación de espuma en la contactora<sup>21</sup>.

---

<sup>19</sup> THOMPSON R. "Oilfield processing of petroleum". Tulsa: Penn Well Books, 1991, 51-57 p.

<sup>20</sup> DOWNIE N. "Natural Gas Hydrates". Moscow: Springer. 1996. 440- 441 p.

<sup>21</sup> TOTAL E&P. "Gas Dehydration Training Manual". 1999.

## 2. PROCESO DE DESHIDRATACIÓN

Conociendo el proceso de deshidratación del gas natural, es importante considerar los factores que afectan la eficiencia del proceso, ya que el grado de eliminación de agua es determinado por varias variables que pueden ser manipuladas operativamente. La identificación de dichas variables permitirá determinar los rangos operativos adecuados para el proceso de estabilización de la unidad.

### 2.1. IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES DEL PROCESO

A continuación, se enlistan las variables identificadas, teniendo en cuenta lo expuesto en la sección anterior y analizando el proceso global (absorción del agua y regeneración del TEG) requerido para la deshidratación del gas.

#### Proceso de absorción:

- ✓ Temperatura de gas de entrada
- ✓ Presión del gas de entrada
- ✓ Flujo del gas de entrada
- ✓ Temperatura de glicol de entrada
- ✓ Concentración de glicol
- ✓ Tasa de circulación del glicol
- ✓ Número de etapas

#### Proceso de regeneración:

- ✓ Temperatura del rehervidor
- ✓ Presión del rehervidor
- ✓ Tasa de circulación de Gas de stripping
- ✓ Temperatura del condensador
- ✓ Presión del Flash Tank

### 2.2. COMPARACIÓN DE LAS VARIABLES DEL PROCESO

Con las variables de proceso que afectan la obtención de los parámetros estipulados para el gas natural (principalmente el contenido de agua < 6 lb/MMscf) y requeridos por los sistemas que se encuentran aguas abajo del sistema de deshidratación ya identificadas, se procede a realizar un cuadro comparativo entre las variables registradas en campo durante el proceso de estabilización del sistema y los valores recomendados por la bibliografía.

**Tabla 1. Cuadro comparativo de las variables del sistema.**

| <b>Proceso de absorción</b>                  |  |                              |                    |   |
|--|--|------------------------------|--------------------|---|
|  | <b>Unidad</b>                                      | <b>Recomendado</b>           | <b>Operacional</b> | <b>Observaciones</b>  |
| Temperatura Gas de entrada (Gas Húmedo)      | °F   | 80 - 105                     | 110                | A presión constante, el contenido de agua se incrementa a medida que la temperatura sube, por lo tanto, a mayores temperaturas la solución de glicol deberá remover más agua para alcanzar la especificación.   |
| Presión Gas Húmedo                           | psig   | 500 - 1200                   | 590                | A temperatura constante, el contenido de agua del gas disminuye a medida que la presión aumenta. El incremento de la presión, está limitado por el espesor de los materiales y demás especificaciones de los equipos. Las presiones entre 500 - 1200 psia, conducen a los diseños más económicos. |
| Flujo Gas Húmedo                             | MMscfd   | 180 - 200                    | 180                | El incremento del caudal de la alimentación, implica un aumento proporcional del galonaje de glicol y, a su vez, de la energía que alimenta el rehervidor.  |
| Temperatura Glicol de entrada (Glicol Pobre) | °F   | T <sub>gas</sub> + (10 a 15) | 120                | La temperatura del glicol pobre, al llegar al absorbedor debe estar entre 10 y 15°F por encima de la temperatura del gas de alimentación, para evitar condensación y arrastre de condensados.   |
| Concentración de TEG en Glicol Pobre         | [v/v]  | > 98,7                       | 98,77              | En condiciones normales se puede alcanzar una pureza del 98,7 % de TEG en la corriente de glicol pobre, sin gas de despojamiento.   |
| Tasa de circulación Glicol                   | $\frac{\text{gal TEG}}{\text{lb H}_2\text{O rem}}$ | 2 - 6                        | 4                  | La tasa de circulación de glicol, controla la cantidad de agua que se puede remover en la contactora. El valor típico de diseño para la tasa de recirculación es <b>3 gal glicol/ lb H<sub>2</sub>O removida</b>  |
| Número de etapas                             | Etapas equivalentes                                | 6 - 8                        | 6                  | El número de etapas de una torre contactora puede variar entre 6-12 etapas, sin embargo, cuando esta cuenta con un empaque estructurado, el número de etapas se   |

| <b>Proceso de absorción</b>          |                                       |                    |                    |  |
|--------------------------------------|---------------------------------------|--------------------|--------------------|--|
|                                      | <b>Unidad</b>                         | <b>Recomendado</b> | <b>Operacional</b> | <b>Observaciones</b>   |
|                                      |                                       |                    |                    | encuentran entre 6 - 8 debido a una mayor área de contacto.  |
| <b>Proceso de regeneración</b>       |                                       |                    |                    |  |
|                                      | <b>Unidad</b>                         | <b>Recomendado</b> | <b>Operacional</b> | <b>Observaciones</b>   |
| Temperatura del Rehervidor           | °F                                    | 390 - 400          | 395                | Operan entre 380 - 395 °F para minimizar la descomposición del glicol (10°F por debajo de la temperatura de degradación del TEG [404°F]), limitando la concentración entre 98,5 a 98,9%, sin gas de arrastre.  |
| Presión del Rehervidor               | psig                                  | 0 - 1              | 1                  | Presiones muy por encima de la atmosférica pueden reducir de manera significativa la concentración del glicol y, por lo tanto, la eficiencia del proceso de deshidratación.  |
| Tasa de circulación Gas de stripping | $\frac{\text{scf}}{\text{USgpm TEG}}$ | 2 - 10             | 0                  | Generalmente se utiliza gas saturado con agua a temperatura ambiente a una presión entre 25 y 100 psig. La concentración de glicol se puede incrementar notablemente haciendo contactar el glicol con un gas de arrastre. Con el uso de gas de despojamiento, se puede llegar a purzas del 99,5%. El gas de stripping raramente excede esta tasa de inyección. |
| Temperatura del condensador          | °F                                    | 215 - 218          | 212                | Mayor de 212°F (a presión atmosférica). Es común que la operación se realice con temperaturas de 215°-218°F. Cuando la temperatura del tope aumenta, se incrementan también las pérdidas de glicol.  |
| Presión del Flash Tank               | psig                                  | 50 - 75            | 70                 | Presión típica para el correcto funcionamiento del flash tank.   |

Fuente: Autor y otros<sup>22,23</sup>.

<sup>22</sup> MARTINEZ, M. "Ingeniería de Gas, Principios y Aplicaciones". Ingenieros Consultores, S.R.L. Maracaibo - Venezuela. 1998. 297 - 316 p.

<sup>23</sup> CAMPBELL J.M., Gas conditioning and processing, Vol.2. Oklahoma. Editorial Campbell Petroleum Series Inc. 1992. 333 – 365 p.

### 3. SIMULACIÓN DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN

Con los datos operacionales identificados en la Sección 2.2, se procede a realizar la simulación del proceso de deshidratación existente en la facilidad utilizando Aspen HYSYS®, éste tiene la capacidad de simular rigurosamente sistemas que consideran el uso de TEG, utilizando la ecuación de estado Peng–Robinson.

La ecuación de estado (EOS) de Peng-Robinson (PR)<sup>24</sup> es una modificación de la ecuación de Redlich-Kwong (RK) para representar mejor los cálculos del equilibrio líquido vapor (VLE). Las densidades de la fase líquida en RK no representan con exactitud los valores experimentales debido a un alto factor de compresibilidad crítico universal (0,3333). La ecuación de PR es una modificación de la ecuación de estado RK que corresponde a una compresión crítica más baja de alrededor de 0,307, lo que representa el VLE de los sistemas de gas natural con precisión. La ecuación de estado PR emplea parámetros específicos de interacción componente a componente. Los componentes claves que deben recibir un trato especial son los siguientes: He, H<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, H<sub>2</sub>O, CH<sub>3</sub>OH, EG y TEG. La implementación de la EOS PR en HYSYS cuenta con varias mejoras que permiten ampliar el rango de aplicabilidad<sup>25</sup>. El modelo termodinámico seleccionado para la simulación del proceso de deshidratación del gas natural y la regeneración del glicol, resulta adecuado para los objetivos propuestos<sup>26</sup>.

#### 3.1. CASO BASE

Para tener una línea base del proceso, se utilizarán los valores operativos presentados en la Tabla 1 y la composición típica de un gas de la región de piedemonte, presentada en la Tabla 2, para correr una primera simulación que se denominará CASO BASE.

**Tabla 2. Composición Gas de entrada a la planta**

| Componente | Fracción Molar | Componente       | Fracción Molar |
|------------|----------------|------------------|----------------|
| Metano     | 0,798          | Hexano           | 0,003          |
| Etano      | 0,088          | C7-C10*          | 0,002          |
| Propano    | 0,037          | H <sub>2</sub> S | 0,000          |
| i-Butano   | 0,009          | H <sub>2</sub> O | 0,005          |

<sup>24</sup> PENG, D.Y. ROBINSON, D.B. "A New Two Constant Equation of State". Ind. Eng. Chem. Fundament. 1976. 15, 59-64 p.

<sup>25</sup> ASPEN HYSYS. "Thermodynamics COM Interface. Reference Guide". Aspen Technology Inc. Cambridge, USA. 2009

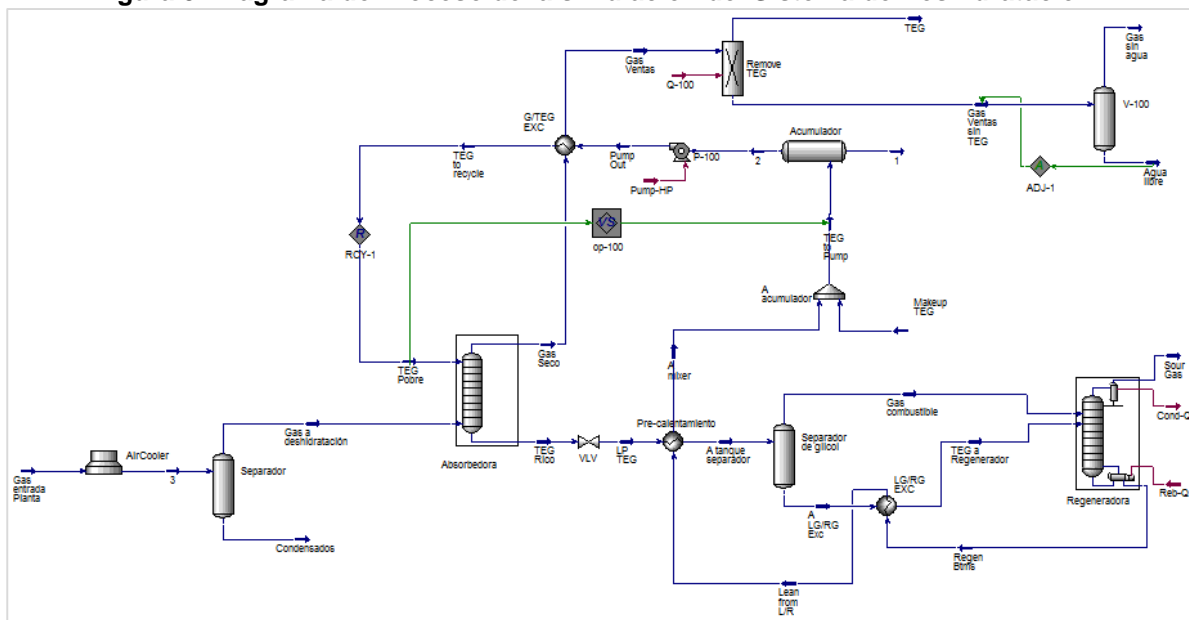
<sup>26</sup> RINCÓN, M.D. CASTILLO, M.E.F. "Aplicación de Esquemas de Control Avanzados en el Proceso de Deshidratación del Gas Natural. Scientia et Technica: X (24). 2004. 239-244 p.

| Componente | Fracción Molar | Componente      | Fracción Molar |
|------------|----------------|-----------------|----------------|
| n-Butano   | 0,011          | CO <sub>2</sub> | 0,036          |
| i-Pentano  | 0,004          | Nitrógeno       | 0,006          |
| n-Pentano  | 0,002          |                 |                |

Fuente: Memorias. Uso Industrial del Gas II<sup>27</sup>.

En la Figura 5, se presenta en PFD de la simulación realizada en Aspen HYSYS®.

Figura 5. Diagrama de Proceso de la simulación del Sistema de Deshidratación



Dentro de la simulación, se tuvieron en cuenta las siguientes suposiciones del proceso:

- ✓ 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 (Benceno, Tolueno, Xileno), por lo que se considera que no son necesarios equipos auxiliares para el acondicionamiento del vapor de agua que sale del regenerador.
- ✓ Las tuberías y equipos no tienen pérdidas de calor.

<sup>27</sup> FRANCO, U. Uso industrial del Gas II (Noviembre, 2017) En: Especialización en Ingeniería del Gas. UIS. Memorias. Bogotá D.C. 2016. 9 -10 p.

Se obtuvieron los resultados presentados en Tabla 3, para el Caso Base del sistema de deshidratación de gas.

**Tabla 3. Resultados – Caso Base**

|                             | <b>Unidad</b>                                | <b>Gas Húmedo</b> | <b>Gas Seco</b> | <b>Glicol Pobre</b> | <b>Glicol Rico</b> |
|-----------------------------|--|-------------------|-----------------|---------------------|--------------------|
| <b>Temperatura</b>          | °F   | 110               | 113             | 120                 | 112                |
| <b>Presión</b>              | psig   | 590               | 569,2           | 570                 | 575                |
| <b>Flujo</b>                | MMscfd [Gas]<br>USgpm [Glicol]               | 180,0             | 179,5           | 55,0                | 57,6               |
| <b>Contenido de Agua</b>    | $\frac{\text{lb H}_2\text{O}}{\text{MMscf}}$ | 117,37            | 6,69            | -                   | -                  |
| <b>Concentración de TEG</b> | [v/v]  | -                 | -               | 98,77               | 94,31              |

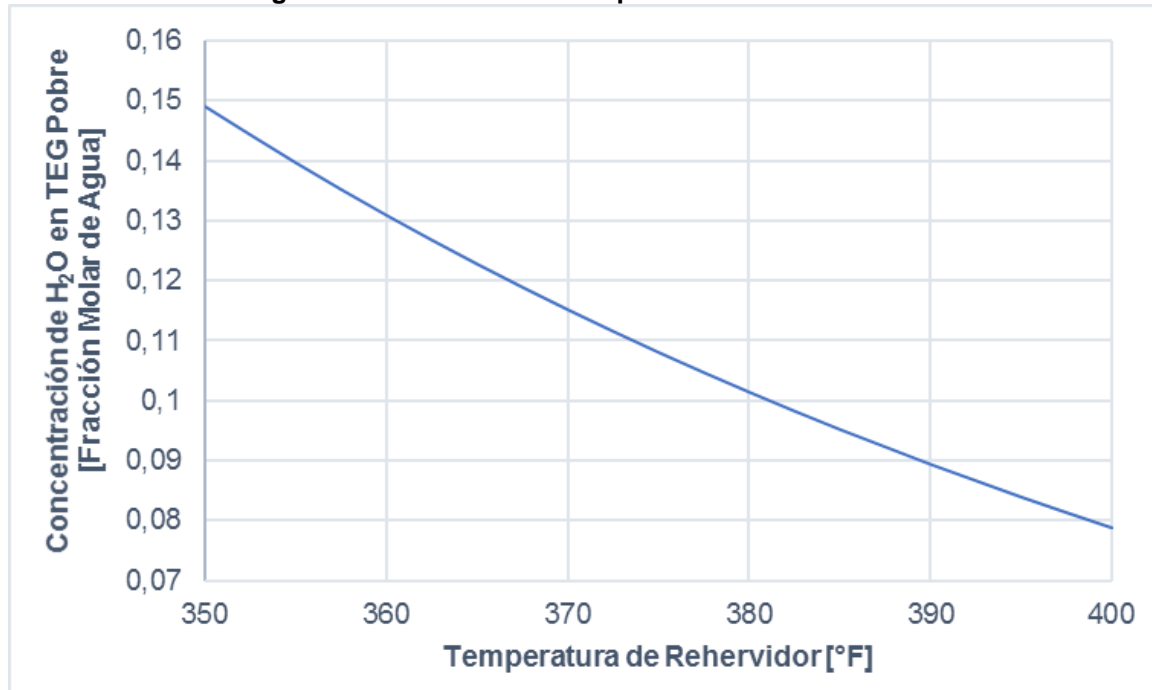
Con los resultados presentados, podemos observar que con los valores actuales de las variables operativas no se cumple con el principal objetivo del sistema de deshidratación que es obtener un contenido de agua en el Gas Seco inferior a  $6 \frac{\text{lb H}_2\text{O}}{\text{MMscf}}$ . Por tanto, se procederá a realizar una serie estudios de sensibilidad de las variables que pueden manipularse operativamente utilizando la herramienta existente en Aspen HYSYS®, para poder obtener al final los valores operativos que permitan cumplir con la especificación requerida.

### **3.2. ESTUDIOS DE SENSIBILIDAD**

Para identificar cuáles son las principales variables que influyen en la estabilización de un sistema de deshidratación y los valores óptimos de dichas variables, se realizaron varios estudios de sensibilidad, manteniendo el resto de las variables del proceso fijas. A continuación, se presentarán cada uno de los casos, las variables modificadas y los resultados.

**3.2.1. Temperatura del Rehervidor.** Se realizó la variación de la temperatura del rehervidor entre 350°F y 400°F, para observar la incidencia de ésta en el contenido de agua en el TEG Pobre, que está relacionado directamente con la concentración de TEG con la que entraría la corriente de glicol a la torre absorbadora.

Figura 6. Variación de la Temperatura del Rehervidor

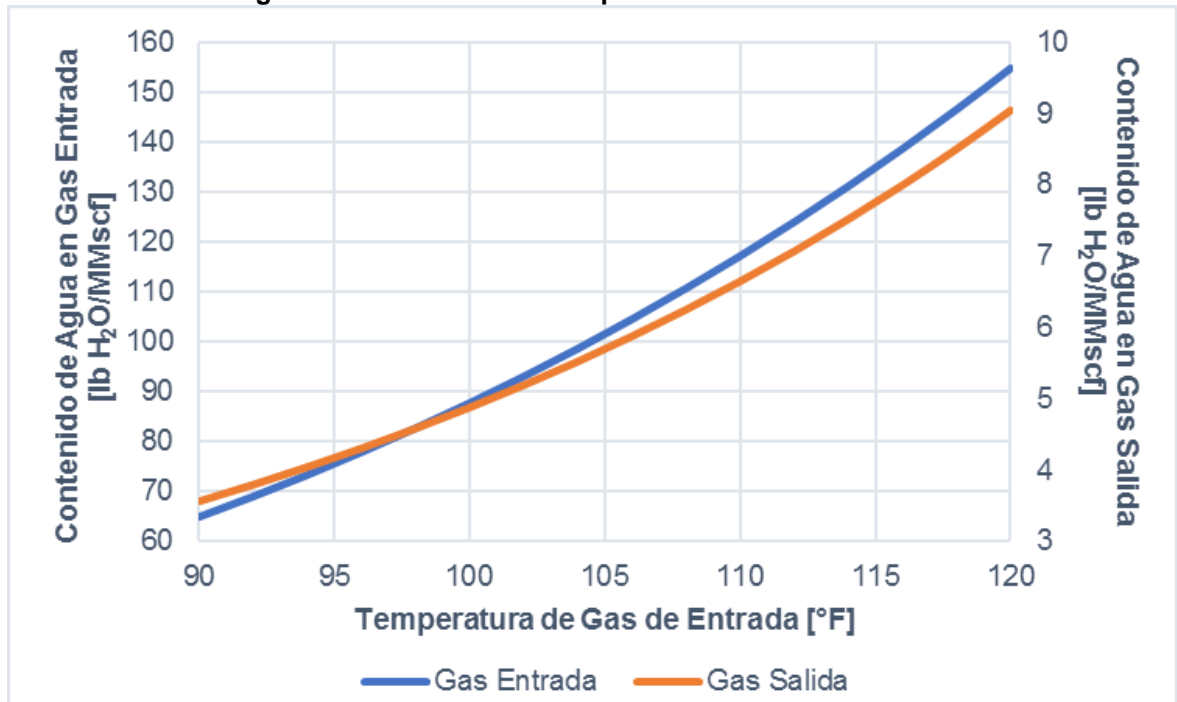


Podemos evidenciar que el agua en el glicol regenerado (Glicol Pobre), reduce su valor a medida que la temperatura del rehervidor incrementa, aumentando así la capacidad de absorción del sistema de deshidratación. Se tomó como valor máximo de temperatura permitido en el rehervidor 400°F, para evitar la degradación del TEG<sup>28</sup>.

**3.2.2. Temperatura del Gas de entrada.** La variación de la temperatura del Gas húmedo en la entrada de la contactora se realizó en el rango entre 90°F y 120°F, teniendo en cuenta que el valor de la temperatura ambiente en la zona donde se encuentra la facilidad es de 70°F y los enfriadores de aire no permiten obtener un valor menor a 90°F.

<sup>28</sup> CAMPBELL J.M., Gas conditioning and processing, Vol.2. Oklahoma. Editorial Campbell Petroleum Series Inc. 1992. 362 p.

Figura 7. Variación de la Temperatura del Gas de entrada

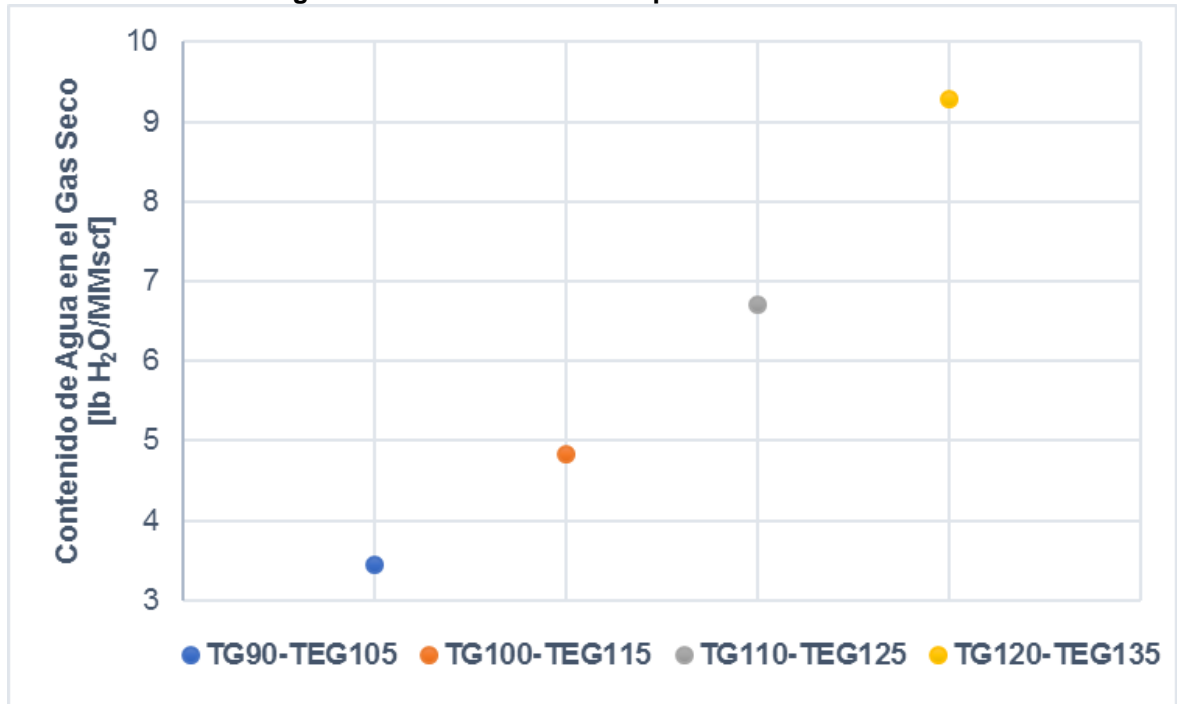


A medida que el gas húmedo aumente su temperatura, mayor será el contenido de agua en él. Al incrementar la cantidad de vapor de agua que el glicol debe capturar con el mismo flujo, el contenido de agua en el gas seco aumentará impidiendo el cumplimiento de la especificación de humedad.

Al aumentar la temperatura del gas sin que se varíe la temperatura del glicol pobre, el perfil de temperaturas en la columna de absorción va a ser más cerrado, teniendo cada vez temperaturas más parecidas, impidiendo que el glicol y el gas alcancen el equilibrio térmico para lograr una deshidratación eficiente.

**3.2.3. Temperatura de las entradas del absorbedor.** Teniendo en cuenta que la existencia de una diferencia entre las temperaturas de entrada a la torre contactora, permiten que se alcance el equilibrio glicol-gas y aumente la eficiencia del proceso de deshidratación, se evaluó la relación entre las temperaturas de entrada (manteniendo un  $\Delta T$  de 15°F) y el contenido de agua en el gas seco.

Figura 8. Variación de las Temperaturas de entrada



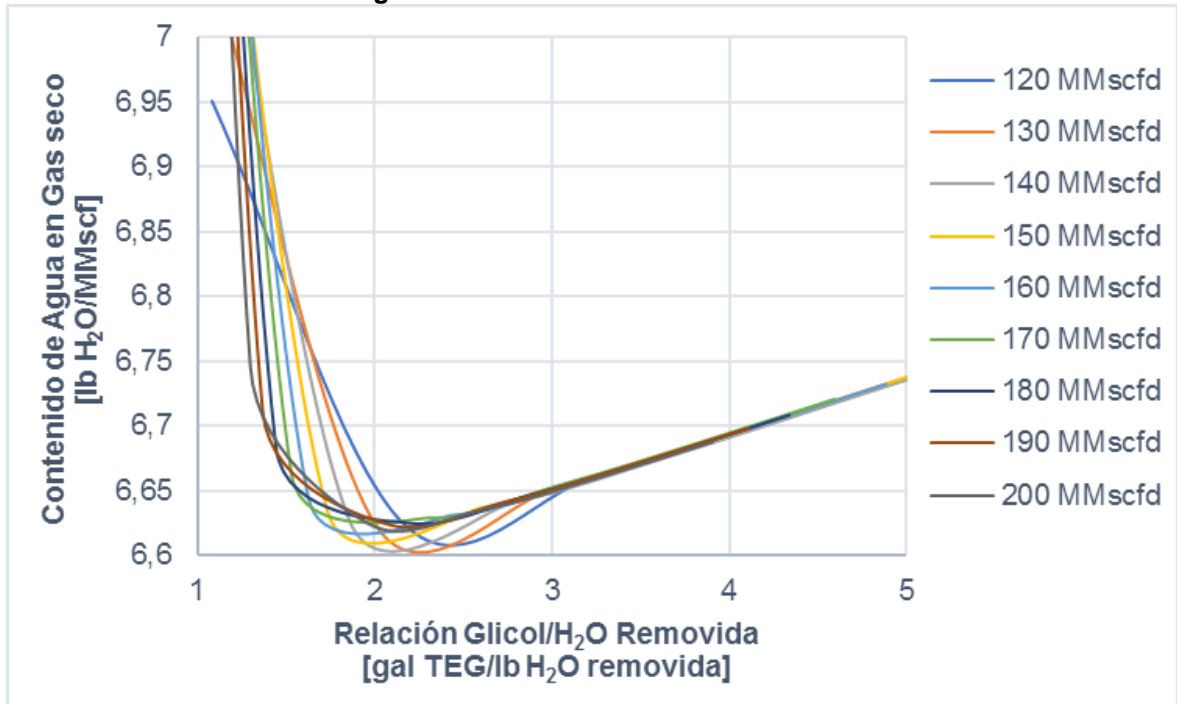
TG: Temperatura del Gas [°F]; TEG: Temperatura del Glicol [°F]

A pesar de que se mantiene la misma diferencia de temperatura entre las dos corrientes de entrada, el contenido deseado de agua en el gas de salida (Gas seco), solo se puede obtener con las 2 primeras combinaciones de temperaturas.

**3.2.4. Tasa de circulación de Glicol.** Para la evaluación de la incidencia de la tasa de circulación del glicol en el contenido de agua del gas de salida (Gas seco), se tuvieron en cuenta varios flujos de entrada de gas y la relación de estos con la tasa de circulación.

El flujo de entrada de gas se varió entre 120 y 200 MMscfd y la tasa de circulación de glicol entre 1 y 5. Las demás variables del sistema se mantuvieron fijas.

Figura 9. Tasa de circulación de Glicol

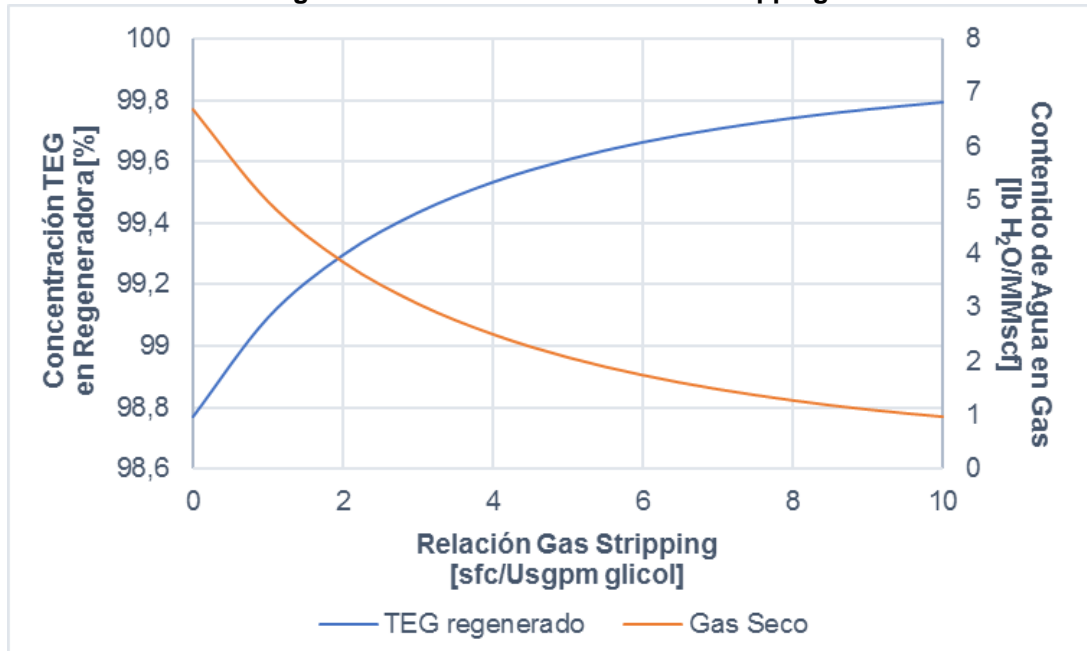


Como es de esperar, el alto caudal de TEG absorberá más agua presente en la corriente de gas natural y la baja velocidad de flujo absorberá menos agua de la corriente de gas. Se puede observar que en el rango de 1,8 a 3 se encuentran concentrados los valores que representan la menor cantidad de agua en el gas seco, y que a medida que el flujo de entrada de gas aumenta, la tasa de circulación se acerca a 3.

El aumentar desproporcionadamente la tasa de circulación de TEG en la columna absorbadora puede exceder la capacidad de evacuación de líquidos e inundar la contactora, aumentando el arrastre de glicol en el gas (perdidas de inventario) y el contenido de agua en el gas seco. El exceso de glicol en el sistema no agrega ningún valor financiero significativo al gas procesado.

**3.2.5. Gas de Stripping.** Ya que la concentración del glicol pobre puede aumentar considerablemente si este se pone en contacto con un gas de arrastre, se realizó la variación de tasa de circulación del gas de despojo entre 0 y 10, para observar su comportamiento.

Figura 10. Tasa de circulación Gas stripping



En la gráfica se puede observar que con una pequeña cantidad de gas de despojo que se ponga en contacto con el glicol que se está regenerando, el descenso del contenido de agua es significativo, tanto que solo con este pequeño cambio se puede obtener la especificación necesaria para el gas seco.

## 4. ANÁLISIS Y RESULTADOS

### 4.1. OPTIMIZACIÓN DEL CASO BASE

Con los estudios de sensibilidad realizados y los resultados obtenidos, se procedió a optimizar cada una de las variables que pueden manipularse operativamente para poder obtener un gas dentro de especificaciones, que permita asegurar la integridad mecánica de los equipos que se encuentran aguas abajo del sistema y cumplir con los valores estipulados en el RUT para el transporte del gas natural. La composición del gas presentada en la Tabla 2, se mantiene fija.

**Tabla 4. Variables optimizadas del sistema**

| <b>Proceso de absorción</b>                  |  |                    |
|--|--|--------------------|
|  | <b>Unidad</b>                                      | <b>Operacional</b> |
| Temperatura de gas de entrada (Gas húmedo)   | °F   | 105                |
| Presión del gas húmedo                       | psig   | 590                |
| Flujo del gas húmedo                         | MMscfd   | 180                |
| Temperatura de glicol de entrada (TEG Pobre) | °F   | 120                |
| Tasa de Circulación TEG Pobre                | $\frac{\text{gal TEG}}{\text{lb H}_2\text{O rem}}$ | 3                  |
| <b>Proceso de regeneración</b>               |  |                    |
|  | <b>Unidad</b>                                      | <b>Operacional</b> |
| Temperatura del Rehervidor                   | °F   | 395                |
| Presión del Rehervidor                       | psig   | 1                  |
| Tasa de circulación Gas de stripping         | $\frac{\text{scf}}{\text{USgpm TEG}}$              | 1                  |
| Temperatura del Condensador                  | °F   | 215                |
| Presión del Flash Tank                       | psig   | 70                 |

Con las variables optimizadas presentadas en la Tabla 4, se procedió a realizar de nuevo la simulación del sistema de deshidratación, para comprobar si con los cambios propuestos se puede alcanzar la especificación deseada del gas seco (Contenido de H<sub>2</sub>O < 6 lb H<sub>2</sub>O/MMscf). En la Tabla 5 se presentan los resultados de la simulación del sistema optimizado.

**Tabla 5. Resultados - Caso optimizado**

|  | <b>Unidad</b> | <b>Gas Húmedo</b> | <b>Gas Seco</b> | <b>Glicol Pobre</b> | <b>Glicol Rico</b> |
|--|---------------|-------------------|-----------------|---------------------|--------------------|
|  |               |                   |                 |                     |                    |

|                      | Unidad                                       | Gas Húmedo | Gas Seco    | Glicol Pobre | Glicol Rico |
|----------------------|--|------------|-------------|--------------|-------------|
| Temperatura          | °F   | 105        | 108         | 120          | 107         |
| Presión              | psig   | 590        | 569,2       | 570          | 575         |
| Flujo                | MMscfd [Gas]<br>Usgpm [Glicol]               | 180,0      | 179,6       | 36,5         | 38,6        |
| Contenido de Agua    | $\frac{\text{lb H}_2\text{O}}{\text{MMscf}}$ | 101,71     | <b>4,31</b> | -            | -           |
| Concentración de TEG | [v/v]  | -          | -           | 99,06        | 93,73       |

Se puede observar que, con las variables optimizadas se obtiene la especificación requerida en el gas seco, ya que el contenido de agua disminuye a 4,31 lbH<sub>2</sub>O/MMscf.

Se detectó que la concentración del TEG a la entrada de la torre absorbadora y la temperatura del gas de entrada a la misma, son las variables críticas del proceso porque son las que más lo afectan. El efecto de la temperatura sobre la humedad del gas natural es aproximadamente siete (7) veces mayor que el efecto de la presión.

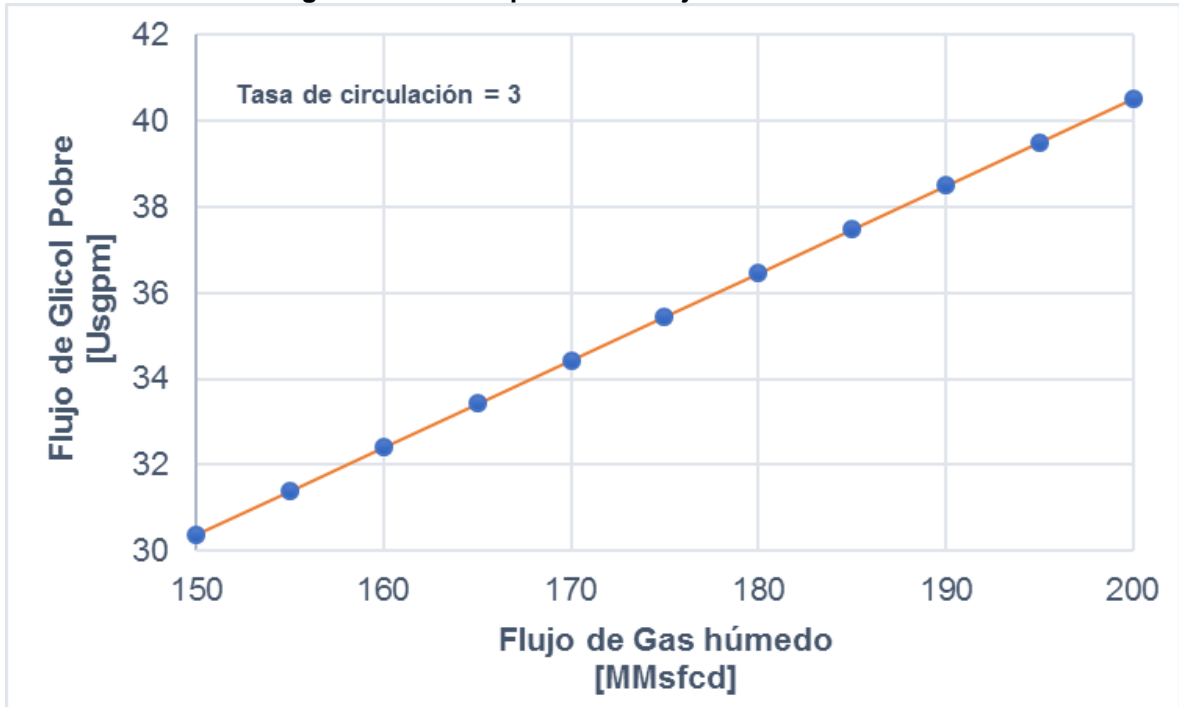
## 4.2. CURVAS OPERACIONALES

Con la simulación del proceso del sistema de deshidratación optimizado, se procedió a realizar las curvas operacionales que podrán servir como referencia para la operación en campo. Para el desarrollo de las curvas operacionales, se tuvo en cuenta 2 escenarios que se presentan frecuentemente en la operación y que requieren una actuación inmediata para evitar afectar los sistemas que se encuentran aguas abajo del mismo, estos son: **variación en el flujo del gas de entrada** y **variación en la temperatura del gas de entrada**.

**4.2.1. Variación del Flujo de Gas de entrada.** El cambio del flujo de gas a la entrada de la unidad de deshidratación, se presenta principalmente por la fluctuación en los pozos redireccionados a la facilidad, y que en situaciones en los que dichas conexiones presenten variación (ya sea por aumento de flujo o disminución del mismo) afectan el normal desarrollo de los procesos dentro de la facilidad. Después de los análisis de las variables que afectan la estabilidad del proceso, se evidencia que la variable más fácil de modificar y que permite mantener el gas dentro de especificaciones, es la variación del flujo de glicol que entra a la absorbadora.

En la Figura 11 se presenta la curva operativa. La Tasa de circulación del glicol para todos los puntos simulados se mantendrá en 3 gal glicol/lb H<sub>2</sub>O removida.

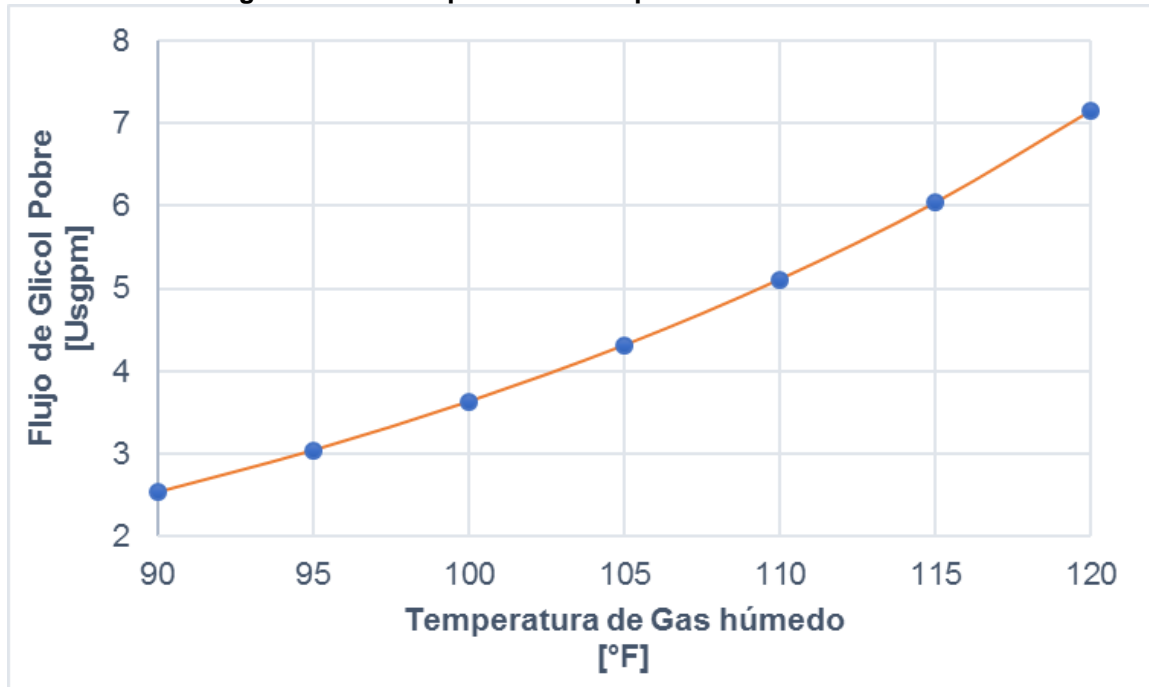
Figura 11. Curva operativa – Flujo Gas de Entrada



**4.2.2. Variación del Temperatura de Gas de entrada.** El cambio en la temperatura del gas de entrada al sistema, esta principalmente relacionada con la temperatura ambiente de la facilidad y su variación en las diferentes horas del día, ya que, en horas de altas temperaturas los aeroenfriadores disminuyen su eficiencia y en horas de bajas temperaturas, esta disminuye significativamente, incluso sin la utilización de los aeroenfriadores.

La curva operacional presentada en la Figura 12 permitirá relacionar la temperatura del gas de entrada con el contenido de agua, permitiendo al operador en campo, tener una idea rápida de en qué punto del proceso de deshidratación se encuentra.

Figura 12. Curva operativa – Temperatura Gas de Entrada



## 5. RECOMENDACIONES

Mantener la temperatura del gas de entrada (gas húmedo) dentro del rango recomendado (90 - 105°F), permitirá que el sistema de deshidratación del gas cumpla con las especificaciones establecidas por el RUT (<6 lb H<sub>2</sub>O/MMscf) para el transporte y comercialización del gas natural y las requeridas por los sistemas que se encuentran aguas abajo del mismo para proteger su integridad mecánica.

Conservar la tasa de circulación de glicol en 3 gal/ lb H<sub>2</sub>O removida, cuando se presenten fluctuaciones en el flujo de gas de entrada, permitirá evitar el arrastre de glicol en el gas por exceso, afectando los equipos aguas abajo de la contactora, la especificación del gas seco y evitando la inundación de la columna absorbadora.

La diferencia de temperatura entre las entradas de la contactora (gas húmedo y glicol pobre) establecida en 15°F, permitirá el desarrollo del perfil de temperaturas en la columna de absorción y que el glicol y el gas alcancen el equilibrio térmico para lograr una deshidratación eficiente.

La alta concentración de TEG en el glicol pobre que entra a la torre absorbadora, asegura el cumplimiento de las especificaciones requeridas por el gas, para ello es necesario mantener la temperatura del rehervidor en 395°F y siempre por debajo de la temperatura de degradación del Trietilenglicol (404°F).

Para mantener una alta concentración de TEG en el glicol regenerado (>99% v/v), se recomienda mantener un mínimo de flujo del gas de despojo hacia la torre regeneradora, en este caso, se puede utilizar como gas de despojo el fuel gas de alta presión existe en la facilidad.

## 6. CONCLUSIONES

Mantener la temperatura del gas de entrada (gas húmedo) dentro del rango recomendado 90 - 105°F.

Conservar la tasa de circulación de glicol en 3 gal/ lb H<sub>2</sub>O removida.

Mantener un delta de temperatura entre las entradas de la contactora (gas húmedo y glicol pobre) en 15°F.

Fijar la temperatura del rehervidor en 395°F y siempre por debajo de la temperatura de degradación del Trietilenglicol (404°F).

Mantener un mínimo de flujo del gas de despojo (1 scf/USgpm TEG) hacia la torre regeneradora.

## BIBLIOGRAFÍA

ABDEL-AAL, K. "Petroleum and Gas Field Processing". CRC Press. New York. 2003. 90–110 p.

ABDEL AAL, H.K. EGGOUR, M. FAHIM, M.A. "Petroleum and gas field processing". Marcel Dekker Inc. New York. 2003.

AHMAD SYAHRUL, B.M. "Natural Gas Dehydration using Triethylene Glycol (TEG)". Universidad de Malaysia Pahang. Abril, 2009.

ASPEN HYSYS. "Thermodynamics COM Interface. Reference Guide". Aspen Technology Inc. Cambridge, USA. 2009

CAMERON. "Glicol dehydration systems. Brochure" Fecha de Consulta: 27 de Mayo de 2016. En línea: [https://cameron.slb.com/-/media/cam/resources/2014/10/09/15/44/spt-glycol\\_dehydration\\_systems\\_brochure.ashx](https://cameron.slb.com/-/media/cam/resources/2014/10/09/15/44/spt-glycol_dehydration_systems_brochure.ashx).

CAMPBELL J.M., Gas conditioning and processing, Vol.2. Oklahoma. Editorial Campbell Petroleum Series Inc. 1992. 333 - 365 p.

CARROLL J. "Natural Gas Hydrates". Oxford: Gulf Professional Publishing. 2009. 32-33 p.

DOWNIE N. "Natural Gas Hydrates". Moscow: Springer. 1996. 440- 441 p.

FRANCO, U. Uso industrial del Gas II (Noviembre, 2017) En: Especialización en Ingeniería del Gas. UIS. Memorias. Bogotá D.C. 2016. 9 -10 p.

GANDHIDASA, P. ABDULGHANI A. AL-FARAYEDHI AND AL-MUBARAK A. "Dehydration of natural gas using solid desiccants", Energy, Volume 26, Issue 9. 2001. 855-868 p.

GUO B, GHALAMBOR A. "Natural Gas Engineering Handbook". Gulf Publishing Company. Houston Texas, USA. 2005.

HAMMERSCHMIDT, E. "Formation of Gas Hydrates in Natural Gas Transmission Lines", industrial and engineer chemistry. 1934.

KOH, C.A., WESTACOTT, R.E., ZHANG, W., HIRACHAND, K., CREEK, J.L. & SOPER, A.K. "Mechanisms of gashydrate formation and inhibition. Fluid Phase Equil".2002. 194-197, 143-151 p.

MARTINEZ, M. "Ingeniería de Gas, Principios y Aplicaciones". Ingenieros Consultores, S.R.L. Maracaibo - Venezuela. 1998. 297 - 316 p.

PENG, D.Y. ROBINSON, D.B. "A New Two Constant Equation of State". Ind. Eng. Chem. Fundament. 1976. 15, 59-64 p.

PIMCHANOK, K. "Membrane Based Triethylene Glycol Separation and Reco-very from Gas Separation Plant Wastewater", Escuela de tecnología de Asia. Tailandía. Mayo 2013.

POLÁK, L. "Modeling Absorption drying of natural gas", Universidad de ciencia y tecnología de Norwegian (NTNU). Trondheim, Norway. Mayo, 2009.

RINCÓN, M.D. CASTILLO, M.E.F. "Aplicación de Esquemas de Control Avanzados en el Proceso de Deshidratación del Gas Natural. Scientia et Technica: X (24). 2004. 239-244 p.

STEWART M, ARNOLD K. Gas dehydration Field Manual. Gulf Professional Publishing. Houston. 2011, 40-77 p.

THOMPSON R. *Oilfield processing of petroleum*. Penn Well Books. Tulsa. 1991, 51-57 p.

TOTAL E&P. "Gas Dehydration Training Manual". 1999.