

**OPTIMIZACIÓN DE UNA PLANTA DE DESHIDRATACIÓN DE GAS CON  
TRIEILENGLICOL MEDIANTE TECNOLOGÍA DE CONCENTRACIÓN DE  
SOLVENTES EN EL REHERVIDOR.**

**MARIA PAULA RODRIGUEZ GARCIA  
CESAR ALEJANDRO IBARRA LOPEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2021**

**OPTIMIZACIÓN DE UNA PLANTA DE DESHIDRATACIÓN DE GAS CON  
TRIEILENGLICOL MEDIANTE TECNOLOGÍA DE CONCENTRACIÓN DE  
SOLVENTES EN EL REHERVIDOR.**

**MARIA PAULA RODRIGUEZ GARCIA  
CESAR ALEJANDRO IBARRA LOPEZ**

**Tesis presentada en cumplimiento de los requisitos para el grado de:  
Ingeniero de Petróleos**

**Director:**

**MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCAS  
Magister en ingeniería química**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2021**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan su agradecimiento:

En primer lugar, agradezco a Dios por guiarme a lo largo de los años de manera sabia y providente y por haberme permitido llegar a este momento.

En segundo lugar a mi padre, César Oswaldo Ibarra, y a mi madre, Nazly López Moncayo, por su constante apoyo, por estar siempre pendientes de mi y por haberme transmitido valores y principios, los cuales han sido fundamentales para mi formación como persona y como profesional; de la misma manera, a mis abuelos Emiro López y Maritza Moncayo, por su cariño y por ser ejemplos de vida.

Por último, me queda agradecer a mis profesores, quienes guiaron académicamente mi formación; a mis compañeros y amigos, por haber hecho de mi vida universitaria una etapa que llevaré en mis recuerdos con mucho cariño y en especial, a mi compañera de tesis y gran amiga María Paula Rodríguez por las tardes y noches de apoyo mutuo, tanto académico como personal.

**César Alejandro Ibarra López**

Gracias,

A Dios por la vida

A mis padres Eliana y Johan por permitirme vivirla de la mejor manera

A mis hermanos Juan y David por compartirla conmigo y hacerla perfecta

A mi primo Juan por motivarme

A mis amigos del alma Cachito, por aventurarla conmigo

A Alejito por prestarme su hombro siempre que lo necesité

A la UIS por las herramientas brindadas

A todos mis profesores por enseñarme

A mi director Manuel Cabarcas por guiarme

A mi compañero de tesis Alejandro, porque aparte de la tesis me brindó su amistad

A todas las personas que aún están mi vida.

A las que entraron y no se quedaron

Sin todos los antes mencionados no sería lo que soy y no lograría lo que hoy logro.

¡Gracias mami, gracias papi! Esto es por ustedes y para ustedes, por su amor incondicional...Por permitirme ser la primera ingeniera de la familia.

**María Paula Rodríguez García**

# Índice general

	<b>Pág</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>12</b>
<b>1. OBJETIVOS .....</b>	<b>13</b>
1.1. OBJETIVO GENERAL .....	13
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	13
<b>2. MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>14</b>
2.1. Gas natural .....	14
2.1.1. Origen del gas natural .....	14
2.1.2. Composición del gas natural .....	14
2.1.3. Propiedades del gas natural .....	15
2.1.4. Clasificación del gas natural.....	17
2.1.5. Uso del gas natural.....	19
2.1.6. Gas natural en Colombia.....	23
2.2. Tratamiento del gas natural.....	27
2.2.1. Definición .....	27
2.2.2. Impurezas.....	27
2.2.3. Especificaciones de Transporte.....	28
2.2.4. Endulzamiento: .....	29
2.2.5. Deshidratación: .....	32
2.3. Deshidratación con Glicol .....	36
2.3.1. Proceso:.....	36
2.3.2. Equipos del Sistema Deshidratación con Glicol: .....	37
2.3.3. Glicoles: .....	40

2.4. Aspen Hysys .....	44
<b>3. DESARROLLO DEL PROYECTO .....</b>	<b>46</b>
3.1. DESCRIPCIÓN GENERAL.....	46
3.2. DISEÑO DE LA PLANTA .....	46
3.2.1. Saturador: .....	46
3.2.2. Spreadsheet .....	47
3.2.3. Contactor .....	48
3.2.4. Regenerador de TEG .....	51
3.2.5. Válvula:.....	51
3.2.6. Heater: .....	51
3.2.7. Intercambiador de calor Ex1: .....	52
3.2.8. Separador: .....	53
3.2.9. Intercambiador de Calor Ex2: .....	53
3.2.10. Regenerador: .....	53
3.2.11. Bomba Buster .....	54
3.2.12. Intercambiador de calor Ex2 .....	55
3.2.13. Mezclador .....	55
3.2.14. Bomba.....	55
3.2.15. Intercambiador de calor Ex3 .....	56
3.3. OPTIMIZACIÓN DE LA PLANTA DE DESHIDRATACIÓN .....	57
3.3.1. Optimización Concentración TEG vs Temp.Rehervidor .....	57
3.3.2. Optimización Implementando Gas Strippling .....	59
3.3.3. Optimización W.C. en Sale Gas vs Temp.Rehervidor.....	61
3.3.4. Optimización Temp.Rehervidor Vs Make up.....	63
<b>4. CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS .....</b>	<b>65</b>
<b>5. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>66</b>

**BIBLIOGRAFÍA..... 67**

# Índice de figuras

	<b>Pág</b>
Figura 1. Ecuación de densidad.....	15
Figura 2. Ecuación de peso molecular aparente.....	16
Figura 3. Ecuación de peso molecular aparente.....	17
Figura 4. Ecuación de gravedad específica.....	17
Figura 5. Ecuación de gravedad específica gases ideales .....	17
Figura 6. Gas asociado y no asociado .....	18
Figura 7. Gas asociado y no asociado 2 .....	19
Figura 8. Porcentaje de canasta energética.....	20
Figura 9. Reservas de Gas a nivel mundial .....	20
Figura 10. Diagrama de consumo mundial, 2017.....	21
Figura 11. Impurezas en Gas Natural .....	28
Figura 12. Especificaciones de Transporte Para Gas Natural .....	29
Figura 13. Contenido de H <sub>2</sub> S - S - CO <sub>2</sub> , Creg 071 de 1999.....	30
Figura 14. Gráfico Delicuescencia .....	35
Figura 15. Estructura molecular Etilenglicol .....	40
Figura 16. Propiedades Etilenglicol .....	41
Figura 17. Estructura Molecular Dietilenglicol.....	41
Figura 18. Propiedades Dietilenglicol .....	42
Figura 19. Estructura molecular Trietilenglicol .....	43
Figura 20. Propiedades Trietilenglicol .....	43
Figura 21. Composición Gas Guajira de Entrada, Promigas .....	47
Figura 22. Condiciones de Flujos .....	47
Figura 23. Saturate.....	47

Figura 24.Cálculos inmediatos .....	48
Figura 25.Contactor .....	49
Figura 26.Formación de Hidratos.....	49
Figura 27.Saturate y Contactor .....	51
Figura 28.Válvula .....	51
Figura 29.Heater .....	52
Figura 30.Intercambiador de Calor Ex1 .....	52
Figura 31.Composiciones de Fuel Gas.....	53
Figura 32.Intercambiador de Calor Ex2 .....	54
Figura 33.Regenerador .....	54
Figura 34.Bomba Buster.....	54
Figura 35.Parámetros de los flujos del intercambiador.....	55
Figura 36.Condiciones Make Up TEG .....	55
Figura 37.Condiciones TEG to Pump.....	56
Figura 38.Intercambiador de calor con reciclo.....	56
Figura 39.Condiciones de Flujos.....	56
Figura 40.Contenido de agua en flujo Gas to contactor .....	57
Figura 41.States de Temperatura e incidencia.....	58
Figura 42.Tendencia de Calidad de Funds en relación con Temperatura.....	58
Figura 43.Implementación Línea de Gas Strippling .....	59
Figura 44.Composición Gas Strippling.....	60
Figura 45.Variación en Cantidad de agua por State.....	60
Figura 46.Contenido de Agua Vs Gas Strippling.....	61
Figura 47.States de Temperatura e incidencia.....	62
Figura 48.Variación en W.C. a diferentes Temperaturas .....	62
Figura 49.Comportamiento de la línea Make Up según la Temperatura .....	63
Figura 50.Comportamiento de W.C. dependiendo de Tasa de Circulación .....	64

## RESUMEN

**TÍTULO:** OPTIMIZACIÓN DE PLANTA DE DESHIDRATACIÓN DE GAS CON TRIETILENGLICOL MEDIANTE TECNOLOGÍA DE CONCENTRACIÓN DE SOLVENTES EN EL RE-HERVIDOR. \*

**AUTORES:** María Paula Rodríguez García, Cesar Alejandro Ibarra López \*\*

**PALABRAS CLAVE:** Gas natural, deshidratación, trietilenglicol, rehervidor.

**DESCRIPCIÓN:** El proceso que se le da al gas natural utilizado por los consumidores es mucho más simple que el proceso por el que pasa el petróleo, pero este no deja de ser importante puesto que el gas natural crudo viene con numerosas impurezas desde el yacimiento que deben ser removidas para que logre cumplir con las normas de venta y transporte ya establecidas. En general el proceso del gas natural consiste en la separación de las impurezas (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S) y la remoción de agua con las que este viene de yacimiento.

Este proyecto buscará únicamente la deshidratación del gas natural. En la deshidratación se remueve el vapor de agua que se encuentra asociado al gas natural crudo, con el fin de prevenir la formación de hidratos, corrosión en tuberías, disminución de la eficiencia de las tuberías y acumulación de líquidos en la línea provocando taponamiento. Hay diversos métodos de remoción de agua, para este caso en específico se utilizará un desecante, trietilenglicol (TEG), que ayudará a bajar la cantidad de agua con la que viene la corriente de gas a al menos 6 lb/MMSCF, este será el contenido de agua máximo que tendrá el gas de salida para que pueda ser transportado. (Resolución CREG 071 de 1999 la cual establece el Reglamento único de transporte de gas natural).<sup>1</sup>

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Manuel Enrique Carbarcas Simancas, Magister en ingeniería química

<sup>1</sup> ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS. “G26”. En: ()

## **ABSTRACT**

**TITLE:** OPTIMIZATION OF A GAS DEHYDRATION PLANT WITH TRIETHYLENGLYCOL THROUGH SOLVENT CONCENTRATION TECHNOLOGY IN THE REBOILER \*

**AUTHORS:** María Paula Rodríguez García, Cesar Alejandro Ibarra López \*\*

**KEYWORDS:** Natural gas, dehydration, triethyleneglycol, reboiler.

**DESCRIPTION:** The process that is given to natural gas used by consumers is much simpler than the process that oil goes through, but this is still important since crude natural gas comes with numerous impurities from the reservoir that must be removed so that it can comply with the sales and transport regulations already established. In general, the natural gas process consists of the separation of impurities (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S) and the removal of water with which it comes from the reservoir.

This project will only seek the dehydration of natural gas. In dehydration, the water vapor that is associated with crude natural gas is removed, in order to prevent the formation of hydrates, corrosion in pipes, decrease in pipeline efficiency and accumulation of liquids in the line causing plugging. There are various methods of removing water, for this specific case a desiccant, triethylene glycol (TEG) will be used, which will help lower the amount of water with which the gas stream comes to at least 6 lb / MMSCF, this will be the maximum water content that the flue gas will have for it to be transported. (CREG Resolution 071 of 1999 which establishes the single regulation for the transportation of natural gas).

---

\* Degree work

\*\* Faculty of Physical-Chemistry Engineering. School of Petroleum engineering Advisor: Manuel Enrique Carbarcas Simancas, Master in Chemical Engineering

## **INTRODUCCIÓN**

Debido a la importancia que tiene la deshidratación del gas natural, se busca la manera en que la relación costo-beneficio sea eficiente. Por esta razón implícitamente está el proceso de regeneración de TEG en el diseño de deshidratación de la planta. El último debe cumplir ciertos parámetros exigidos en cada región, pero dentro del límite establecido por los entes competentes hay un sinnúmero de opciones de diseño que son elegidas de acuerdo con el gas de salida que se necesite obtener.

En este proyecto de grado, se optimizará el rehervidor con ayuda del programa de simulación Aspen Hysys, mostrará una variación en las concentraciones que ingresan a este. Estas concentraciones ayudarán a estimar de una manera más aproximada el resultado, y se elegirá la concentración apropiada de acuerdo al porcentaje de agua que se quiera obtener en el gas de salida. Es eficiente desarrollar estas optimizaciones en programas de simulación sobre todo para la reducción de costos operativos, ya que el operador se puede anticipar a situaciones indeseadas y elaborar un plan de acción inmediato para reducir los efectos negativos en la corrida diaria. Esa forma de trabajo deriva en cuantiosas ventajas económicas pero también operativas.

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1. OBJETIVO GENERAL**

Optimizar una planta de deshidratación de gas con trietilenglicol mediante tecnología de concentración de solventes en el rehervidor.

### **1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Revisar el marco conceptual de las tecnologías de deshidratación con trietilenglicol para realizar el diseño de la planta de deshidratación de gas.
2. Diseñar una planta estándar de deshidratación de gas con trietilenglicol.
3. Construir un modelo de simulación de la planta de deshidratación de gas diseñada en el punto anterior mediante simulación numérica en el software de procesos químicos Aspen Hysys.
4. Optimizar la planta de deshidratación de gas diseñada en Aspen Hysys variando la concentración de solventes en el rehervidor.

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1. Gas natural

**2.1.1. Origen del gas natural** Hace millones de años en la era geológica del mesozoico los continentes actuales hacían parte de una configuración espacial diferente, en las entradas del océano formadas por fiordos, bahías y ensenadas así como en otros ambientes de aguas dulces como grandes lagos o ríos, a lo largo del tiempo los lechos de esos ambientes acuáticos acumularon en cuencas sedimentarias enormes cantidades de desechos orgánicos, restos de organismos de origen animal así como de algas y plantas terrestres que se depositaron en el fondo junto con sedimentos minerales de variada composición, con el paso de los milenios todo el material orgánico fue sepultándose debido a la deposición de nuevo material sedimentario y de esta manera logrando un hundimiento que aumentaba con el tiempo, lo cual causaba que todo ese peso litostático generara un gran aumento de presión y temperatura que al alcanzar ciertos valores de presión y grados de temperatura sumado a la ausencia de oxígeno la antigua materia orgánica localizada en la cuenca comienza a generar querógeno, materia prima del petróleo crudo y gas natural.<sup>1</sup>

**2.1.2. Composición del gas natural** El gas natural es una fuente de energía fósil incolora, inodora y menos densa que el aire, compuesta por una mezcla de gases hidrocarburos, en los cuales se encuentra en mayor proporción el metano (CH<sub>4</sub>) y en menor proporción contiene componentes como etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), butano (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>), pentano (C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>), nitrógeno (N<sub>2</sub>), a su vez se evidencia la presencia en muy bajas cantidades de compuestos más pesados, gases contaminantes como Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), Ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>S), vapor de

---

<sup>1</sup> Jerry Jack Muñoz Luna. “Optimización en el proceso de deshidratación del gas natural con TEG (trietilenglicol) en la planta de gas año 2010”. B.S. thesis. UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL. FACULTAD: CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, 2011.

agua, Helio (He) los cuales deben tratarse y separarse del gas natural para obtener un producto más limpio y así reducir los problemas operacionales. El gas natural se caracteriza por ser homogéneo, tener baja densidad al igual que una baja viscosidad. <sup>2</sup>

### 2.1.3. Propiedades del gas natural

**Densidad** La densidad se refiere a una magnitud la cual expresa la cantidad de masa contenida en un determinado volumen, esta se puede expresar en términos absolutos o relativos.

- **Densidad absoluta:** Expresa la masa por unidad de volumen.
- **Densidad relativa:** También llamada densidad aparente se refiere a la relación entre densidades, la densidad de una sustancia y la densidad de una sustancia de referencia, dando como resultado una magnitud adimensional.

Para la densidad de una mezcla de gas real se calcula teniendo en cuenta el factor de compresibilidad  $Z$  de la mezcla a condiciones de presión, temperatura de manejo de la mezcla y peso molecular aparente. <sup>3</sup> Fig. 1

**Figura 1.** Ecuación de densidad

$$\rho_g = \frac{PM_a}{ZRT}$$

**Peso molecular aparente** Cuando se trabaja con mezclas de gases generalmente se habla de peso molecular, en el mismo sentido de componentes puros debido a su mayor grado de com-

---

<sup>2</sup> Aníbal Roberto Rodríguez Borbor y Jimmy Javier Figueroa Orrala. “Evaluación de desempeño de plantas deshidratadoras del gas proveniente de pozos Off-Shore a condiciones de operación por debajo de las de diseño.” B.S. thesis. La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena, 2017., 2017.

<sup>3</sup> Andres Esteban Pena Piarpusan y Arnold Salazar Estevez. “Desarrollo De Un Software Didactico Para El Diseno De Plantas De Deshidratacion De Gas Natural Con Trietilenglicol (Teg).” Tesis doct. Universidad Industrial de Santander, Escuela De Ing. De Petroleos, 2016.

plejidad. Sin embargo, su comportamiento puede estudiarse gracias al nombrado peso molecular aparente, el cual puede calcularse partiendo desde a composición molar de la mezcla y de los pesos moleculares individuales de los componentes, definiendo así  $Y_i$  como a fracción molar de un componente  $i$ , de peso  $M_i$  en una mezcla de  $N$  componentes, la ecuación para calcular el peso molecular aparente de la mezcla será la siguiente: <sup>3</sup> Fig. 2

**Figura 2.** Ecuación de peso molecular aparente

$$Ma = \sum_{i=1}^N (Y_i)(M_i)$$

**Capacidad calorífica** La capacidad calorífica de un gas natural se define como el calor liberado al quemar un volumen unitario de gas a condiciones especificadas. Siguiendo los parámetros expuestos por la Sociedad Americana para Pruebas y Materiales por sus siglas en ingles ASTM, la cual expone en la prueba ASTM D900 que para calcular el valor calorífico se determina en un calorímetro de gas. Quemando una cantidad determinada de gas generando calor, el cual será absorbido por un a corriente de agua que fluye continuamente a través del calorímetro. La rata de flujo de agua se determina pesando la cantidad de agua que pasa por un tiempo dado.

La capacidad calorífica es de vital importancia en muchas negociaciones de venta de gas natural, ya que se realiza a partir de el valor calorífico del gas en negociación debido a que muchos cálculos se hacen en base al costo por BTU.

La capacidad calorífica puede determinarse también a partir del análisis del gas e identificando las variables donde VC hace referencia al valor calorífico de un gas de composición conocida,  $Y_i$  es la fracción molar del componente  $i$ , se define también  $VC_i$  como el valor calorífico del componente  $i$ , obtenido de propiedades de gases puros. De esta manera se obtiene la siguiente ecuación: Fig. 3

**Figura 3.** Ecuación de peso molecular aparente

$$Ma = \sum_{i=1}^N (Yi)(Mi)$$

**Gravedad específica** Esta propiedad es definida como la relación que existe entre la densidad de un gas de estudio y la densidad del aire, medidas a los mismos valores de presión y temperatura. En campo esta propiedad se mide con facilidad en cabezal de pozo, la cual da un primer análisis de la composición del gas, ya que la gravedad específica es proporcional al peso molecular del gas producido. La ecuación para determinar la gravedad específica es la siguiente: Fig. 4

**Figura 4.** Ecuación de gravedad específica

$$Y_g = \frac{\text{Densidad Gas @ } 14,7-60 F}{\text{Densidad Aire @ } 14,7-60 F}$$

En el momento en el que se asume que el aire y la mezcla de gases son descritos por la ecuación de gases ideales, se establece que la gravedad específica puede ser calculada mediante la siguiente ecuación: Fig. 5

**Figura 5.** Ecuación de gravedad específica gases ideales

$$Y_g = \frac{\text{Densidad Gas @ } 14,7-60 F}{\text{Densidad Aire @ } 14,7-60 F}$$

**2.1.4. Clasificación del gas natural** Al igual que en el caso del petróleo crudo se presentan diferentes tipos de gas natural y es fundamental encasillarlos en una clasificación para facilitar su entendimiento a demás de lograr estandarizar sus propiedades, por lo cual se presenta la siguiente clasificación de gas natural según su origen:

- **Gas asociado:** Se conoce como gas asociado al gas presente en yacimientos junto a petró-

leo crudo, el cual se puede encontrar como una capa de gas libre al igual que mezclado con el aceite en yacimiento como condensado a ciertas condiciones de presión y temperatura.

- **Gas no asociado:** También llamado como gas libre o gas seco, se refiere al gas producido sin presencia de hidrocarburos líquidos o petróleo crudo, este tipo de gas suele presentar un contenido de etano mucho más bajo que el gas asociado. <sup>4</sup> Fig. 6

**Figura 6.** Gas asociado y no asociado

<i>Componente</i>	<i>Fórmula</i>	<i>Gas no asociado</i>	<i>Gas asociado</i>
<i>Metano</i>	CH <sub>4</sub>	95-98%	60-80%
<i>Etano</i>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1-3%	10-20%
<i>Propano</i>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,5-1%	5-12%
<i>Butano</i>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,2-0,5%	2-5%
<i>Pentano</i>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,2-0,5%	1-3%
<i>Dióxido de carbono</i>	CO <sub>2</sub>	0-8%	0-8%
<i>Nitrógeno</i>	N <sub>2</sub>	0-5%	0-5%
<i>Ácido sulfhídrico</i>	H <sub>2</sub> S	0-5%	0-5%
<i>Otros</i>	A, He, Ne, Xe	trazas	trazas

Así mismo en el gas natural se ha determinado otra manera de clasificarlo, y este parte desde la presencia de componentes o ausencia de estos en la composición del gas; por lo cual la clasificación según composición es la Fig. 7

- **Gas Rico:** También llamado Gas Húmedo, es aquel tipo de gas natural que en su composición presenta porcentajes representativos de hidrocarburos líquidos, siendo la fracción de componentes pesados los cuales condensan.
- **Gas Pobre:** Conocido también como Gas Seco, se caracteriza a su bajo o nulo porcentaje de hidrocarburos pesados, su mayor porcentaje en composición es metano-etano. Se estipula que si se obtiene un volumen menor a 10 barriles de condensado por cada millón de pies cúbicos producidos se cataloga como Gas Seco.

---

<sup>4</sup> Daniel Agustín Freile Cuadros y Tedys Eloy Zambrano Clavijo. “Análisis del proceso de captación, transportación, separación, compresión y tratamiento del gas natural para obtención de gasolina natural en los campos petroleros Gustavo Galindo Velasco”. B.S. thesis. 2009.

- **Gas Dulce:** Es un tipo de gas el cual contiene presencia de H<sub>2</sub>S en bajas concentraciones, menores a 4 ppm por cada pie cubico de gas producido, así mismo cantidades despreciables de CO<sub>2</sub>.
- **Gas Agrio:** Denominado así al tipo de gas que presenta cantidades mayores a 4 ppm de H<sub>2</sub>S por cada pie cubico de gas producido, como a su vez cantidades considerables de CO<sub>2</sub>.<sup>1</sup>

**Figura 7.** Gas asociado y no asociado 2

<i>COMPONENTE</i>	<i>GAS NO ASOCIADO</i>		<i>GAS ASOCIADO</i>	
	<i>GAS DULCE SECO</i>	<i>GAS AMARGO SECO</i>	<i>GAS DULCE HUMEDO</i>	<i>GAS AMARGO HUMEDO</i>
<i>Etano</i>	<10%	>	>10%	>10%
<i>H<sub>2</sub>S</i>	<1%	>1%	<1%	>1%
<i>CO<sub>2</sub></i>	<2%	>2%	<2%	>2%

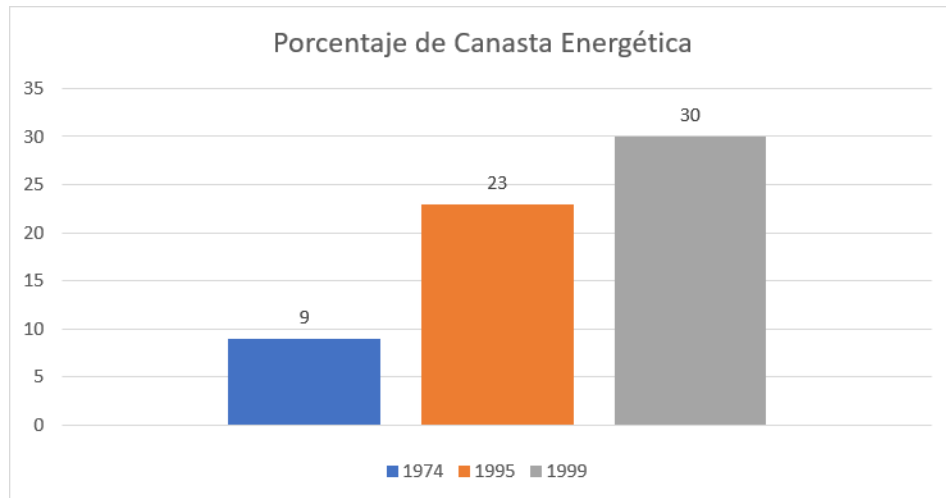
**2.1.5. Uso del gas natural** El gas natural en la actualidad es uno de los recursos energéticos más aprovechados tanto a nivel domestico como industrial o comercial, siendo una fuente de energía no renovable más amigable y menos dañina para el medio ambiente aparte de que en términos económicos es mucho más accesible en tratamiento transporte y venta, por lo cual en proyección se ve al gas natural como la alternativa que sustituirá masivamente el uso de carbón como de petróleo crudo en múltiples usos.

Con el pasar de los años el gas natural se ha situado con un mayor porcentaje de participación en la canasta energética mundial debido al aumento de reservar y el mayor uso diario tanto para la industria como para la vida cotidiana de los ciudadanos. Así se muestra el aumento porcentual de la canasta energética mundial en la siguiente grafica en un lapso de más de 20 años desde 19974. Fig. 8<sup>5</sup>

Así mismo British Petroleum (BP) en el año 2017 expone estadísticas donde se evidencian las

<sup>5</sup> Enrique Borrás Brucart. *El Gas Natural*. Reverte, 1982.

**Figura 8.** Porcentaje de canasta energética.



Fuentes: Gas Natural. Características, distribución y aplicaciones industriales. E Borrás Brucart, 1982.

reservas probadas de gas natural a nivel mundial seccionado por regiones, donde es resaltable el gran porcentaje perteneciente a medio oriente, la zona con mayores reservas de gas natural del mundo donde dentro de esta región resaltan países como Irán con un 18 y Qatar con un 13 pero cabe recalcar que al año 2020 el país con mayores reservas de gas natural en el mundo es Rusia con 44.650.000 millones de metros cúbicos pero también es el tercer mayor consumidor a nivel mundial solo por detrás de estados unidos y la unión europea.<sup>6</sup>

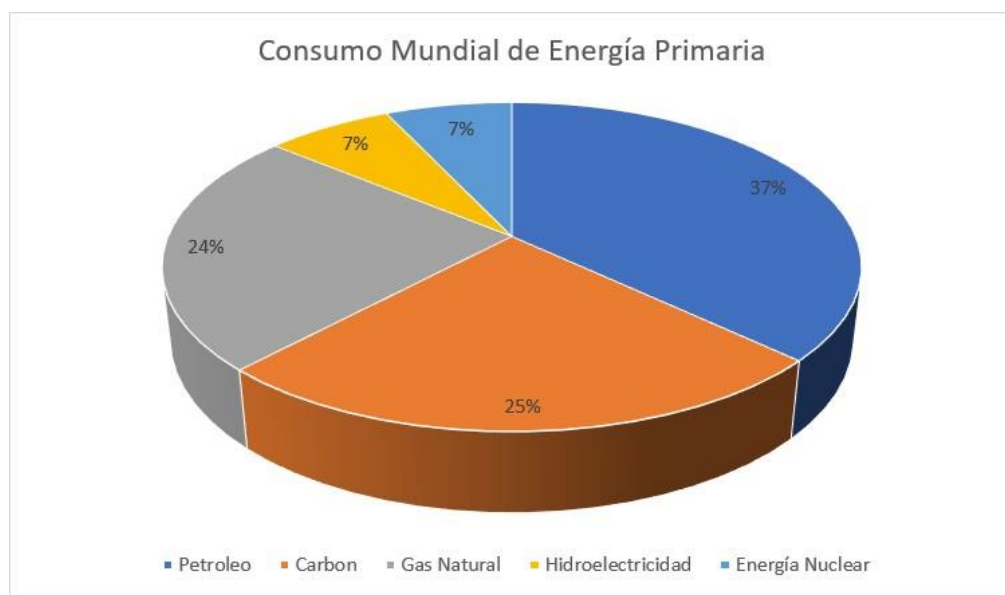
**Figura 9.** Reservas de Gas a nivel mundial

<i>Zona geográfica</i>	<i>Trillones m<sup>3</sup></i>	<i>%</i>
<i>Norte América</i>	11	6
<i>Sur y Centro América</i>	8	4
<i>Europa y Eurasia</i>	57	31
<i>Medio Oriente</i>	79	43
<i>África</i>	14	8
<i>Asia Pacífica</i>	16	9
<b>TOTAL</b>	185,4	100%

<sup>6</sup> Bob Dudley y col. “BP statistical review of world energy”. En: *BP Statistical Review, London, UK, accessed Aug 6 (2018)*, pág. 2018.

Así mismo en la siguiente gráfica se muestra el consumo de energía en el año 2001 seccionado por las fuentes de energía primaria donde se evidencia que el petróleo se ubica en el tope seguido por el carbón, pero muy de cerca está el gas natural, lo que evidencia un despojo del carbón como fuente primaria de generación de energía y que con los años el gas natural seguirá aumentando si porcentaje de participación. Fig. 10

**Figura 10.** Diagrama de consumo mundial,2017.



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2017

**Uso industrial** El Gas natural es una fuente de energía muy consumida en procesos industriales debido a su gran capacidad calorífica, accesibilidad en su costo, facilidad de transporte y tratamiento; siendo una gran pauta la quema de gas natural junto con aire en procesos térmicos de materiales como lo es en la industria del vidrio, infusión, feeders, maquinas automáticas, debido a sus propiedades fisicoquímicas del gas natural es la opción elegida para calentamientos de hornos y calderas indispensables en la industria metalúrgica por ejemplo, muy utilizado en la industria del cemento, papeles, textiles cerámica por citar algunos otros, como también fundamental para la petroquímica en la generación de productos como compuestos clorados, PVC,

polietileno, polipropileno, alcoholes y solventes.

Por otro lado, la participación del gas natural en la producción de energía eléctrica también es importante ya que se usa como combustible para la generación de electricidad mediante turbogeneradores, los cuales están presentes en termoeléctricas o en la misma industria del petróleo y gas ya que se usa el gas natural explotado para la generación de electricidad en el campo petrolero.<sup>7</sup>

Un sector que se ha abierto en los últimos años es el sector del transporte ya que se utiliza el gas natural, pero de forma comprimida para vehículos de combustión interna, hoy en día es más común encontrar este tipo de vehículos que quizá no solo son de gas comprimido, sino que son un híbrido entre el consumo de gasolina y el gas natural; el gas por supuesto genera ventajas sobre la gasolina debido a su alto octanaje, menor costo y mejor impacto ambiental.

**Uso doméstico** Tal como lo expresa Unión Fenosa Gas (UFG) en su sección Newsletter de abril del 2019 donde habla del uso y aplicaciones del gas natural, se evidencia un gran uso y una gran importancia para el sector doméstico la producción y aprovechamiento de esta fuente energética fósil no renovable ya que tiene un amplio espectro en el que abarca su uso para la calefacción donde sustituye a otras fuentes como el butano o el gas propano debido a su menor costo y mayor seguridad sobre el gasoil o GLP. Al contrario de la calefacción se puede generar procesos de climatización generando frío a través de un sistema de absorción y otro de compresión.

Uno de los usos a los que las personas están más acostumbrado y en muchas zonas de clima frío se presenta es el uso del gas natural para el calentamiento de agua sanitaria tanto en duchas como lavaplatos gracias a la instalación de calentadores de gas, así mismo están muy relacionados con el uso en la cocina ya que es uno de los más comunes ya que facilita la regulación del fuego, proporciona calor de forma inmediata en la estufa, como también es usual la implementación

---

<sup>7</sup> Andrés Adolfo Amell Arrieta, John Ramiro Agudelo Santamaría y Francisco Javier Cadavid Sierra. “El gas natural: nuevo vector energético”. En: (2002).

en el horno, lo cual reduce a la mitad el gasto en comparación con un horno de gas y este es un ejemplo de los gasodomésticos los cuales son electrodomésticos que funcionan con gas natural ya que esto reduce su consumo de electricidad.

### **2.1.6. Gas natural en Colombia**

**Reseña histórica** La presencia del gas natural se remonta al descubrimiento de campos petroleros en Santander por el año 1921 que fueron declarados productivamente comerciales, donde el gas asociado producido en el país era considerado como un subproducto de la producción de crudo por lo cual el gas era quemado en teas. Fue en el año 1961 donde el valor del gas natural empezó a tomar fuerza y se comienza a generar una legislación donde a través de la ley 10 de 1961 se prohíbe de forma explícita la quema de gas natural, posteriormente ratificada por el decreto 1873 de 1973.<sup>8</sup>

El gas natural empezó su desarrollo en Colombia en los años 70 gracias a dos grandes descubrimientos en la costa atlántica del país realizados por la entonces llamada Texaco hoy renombrada Chevron, estos dos campos fueron el campo Ballenas, primer gran campo de gas libre, meses después se descubre el campo Chuchupa.

En 1973 en la costa atlántica colombiana se inicia la construcción del primer gaseoducto para suplir las necesidades de la zona norte del país cubriendo a todos los departamentos. En 1986 surge el primer plan nacional de uso general de gas natural llamado “Programa de gas para el cambio” pero debido al bajo volumen de reservas y la coyuntura en la que se desenvolvían los energéticos los cuales eran subsidiados el proyecto se limitó.

En 1990 surge la necesidad del aprovechamiento y el estudio del Gas natural, por lo cual el documento “lineamientos del cambio” da pie para el desarrollo de estudios los cuales den la viabilidad económica basada en beneficios derivados de la utilización del gas natural, poste-

---

<sup>8</sup> Hernán Vásquez. “La historia del petróleo en Colombia”. En: *Revista Universidad EAFIT* 30.93 (1994), págs. 99-109.

rior a esto en 1991, el Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) aprobó el programa para la masificación del consumo de gas gracias al estudio realizado en cooperación con la Comunidad Económica Europea, donde se plantearon los principales proyectos para la masificación del gas donde se especificó una política macroeconómica y energética integral.

Años más tarde se vio la necesidad de establecer una matriz energética más eficiente y es en ese punto donde la comisión nacional de energía aprobó el sistema de transporte de gas, separándolo en troncales, subsistemas y distribución para garantizar un adecuado suministro. Así el CONPES aprobó estrategias para el desarrollo del Plan Gas, donde se establecía la conformación de un sistema de transporte de gas natural, siendo Ecopetrol quien directamente o por contrato construiría los gaseoductos bajo el esquema BOMT el cual es un sistema inglés donde un inversionista privado construye, opera, mantiene y transfiere, para lograr una conexión entre los campos productores y los centros de consumo en el país.

En 1997 se crea la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS) siendo una empresa industrial y comercial del estado, por la necesidad de crear un sistema de gas independiente de los productores aparte de que administre, controle, opere y explote comercialmente los sistemas de gaseoductos en el interior del país.<sup>9</sup>

**Contexto nacional** Colombia a logrado desarrollar una economía estable la cual se sitúa en un puesto 28 según International Monetary Fund en el año 2013, y a pesar de no ser un país petrolero como su país vecino Venezuela que cuenta un aproximadamente un 25 de las reservas de crudo a nivel mundial, cuando hay desequilibrio en los precios de la industria de petróleo y gas la economía nacional colombiana lo siente. Es así que ha llamado la atención de la inversión extranjera logrando un aumento de la inversión directa en la industria de petróleo y gas pasando de 1.125 millones de dólares en el año 2005 a unos 5.377 en el año 2012, significando un 35 de

---

<sup>9</sup> Fernando Guerrero Suarez y Fernando Llano Camacho. “Gas natural en colombia-gas esp”. En: *Estudios Gerenciales* 19.87 (2003), págs. 115-146.

la inversión extranjera total en el país según la ARCE en 2013.<sup>10</sup>

Debido al aumento de población consumista de gas natural y el claro progreso a que sea la nueva primordial fuente generación de energía y transporte, el país debe apostarle a la explotación y limpieza de este producto, sobre todo por que es un producto que maneja precios más estables a nivel mundial, claramente sujeto a la geopolítica tal como el crudo, pero presenta menos volatilidad en precios.

Un gran tema nacional cuando se habla de gas natural claramente es la seguridad energética la cual hace referencia en primera instancia a la capacidad que tiene el país en mantener un superávit energético, explicando que el país tiene mas oferta que demanda interna, por lo cual es capaz de suplir el gasto diario de gas natural generado por la nación y además cuenta con un volumen de gas para la exportación; por otro lado se refiere a la previsión tanto al manejo de los recursos a futuro como al desarrollo de infraestructura para poder ser mas eficientes en el manejo del producto, generando una base solida que sea la encargada de cumplir con las exigencias de gasto interno como de abrir la puerta a negociaciones internacionales.<sup>11</sup>

Colombia para el ultimo trimestre del año 2019 cuenta con cinco campos productores de gas responsables de cubrir el 80 de la demanda de gas natural del país, pero entre estos se encuentran el campo Chuchupa y el Campo Ballenas los cuales son ya campos maduros por lo cual su declinación en producción evidente, cayendo el peso en Cusiana y Cupiagua, a los cuales se suma el joven campo llamado Jobo el cual ya realiza sus primeros despachos de volúmenes de gas y siendo un prospecto importante para la producción del país a futuro.

La revista Portafolio en su columna “Solo cinco campos suministran gas a todo el territorio nacional” del año 2019, da a conocer que Andrés Pesca Ayala, vicepresidente de Mercados Energéticos de la Bolsa Mercantil de Colombia (BMC) expone que según los datos oficiales de

---

<sup>10</sup> Néstor Fernando Saavedra y Favio Yovany Jiménez Inocencio. “Necesidades de Innovación y Tecnología para la industria de petróleo y gas en Colombia”. En: *Revista de ingeniería* 40 (2014), págs. 50-56.

<sup>11</sup> Milko González. “¿ La era del gas?” En: *Revista Venezolana de Análisis de Coyuntura* 7.2 (2001), págs. 239-256.

producción de gas natural en el país es suficiente para cumplir con los requerimientos nacionales tanto a nivel industrial como domestico en los años 2020 y 2021; pero analizando una visión de mediano y largo plazo se refiere como fundamental un esfuerzo del gobierno nacional para la exploración y desarrollo de yacimientos no convencionales debido a su gran potencial como fuentes de gas natural.

**Desafíos para el desarrollo del gas natural en Colombia** A pesar de que Colombia a desarrollado la infraestructura para la industria del gas natural tanto en yacimientos de esta fuente energética como en la red de gaseoductos que brindan la posibilidad de conectar a los usuarios con este producto, se evidencia un vaivén en la oferta y la demanda, una poca oferta debido a poca demanda se evidencia y no se demanda más debido a que no hay disponibilidad; por lo cual hay que acrecentar la demanda para lograr un ampliar la producción pero se ve frenada debido a que el costo de exploración de petróleo crudo es igual que el precio de explotación de Gas Natural, por lo que se requiere un hallazgo de grandes cantidades y añadido a esto una demanda alta para su desarrollo, terminando así en un circulo de oferta y demanda. Sumado a lo anterior se evidencia una falta de política clara en la regulación de precios de los combustibles, existen subsidios transparentes y ocultos que perjudican la demanda de gas natural, es ahí donde se ve que la concentración de la oferta en Ecopetrol aparte de impedir una competencia también genera restricciones regulatorias afectando e inhibiendo la búsqueda de nuevas reservar por parte del sector privado.

Por otro lado se ven problemas en el transporte debido a las altas tarifas de Ecogas lo que repercute en el desarrollo del mercado creciente del gas natural, y es en este punto donde entra la competencia entre empresas publicas y privadas ya que ambas no se rigen bajo las mismas condiciones, un ejemplo es Ecogas que al ser estatal s rige bajo controles para las empresas publicas e impiden flexibilidades en las tarifas a diferencia de las empresa privadas.

Colombia para poder crear una base que impulse el desarrollo económico, diplomático y en infraestructura para el Gas Natural sebe solventar varios puntos en los cuales se encuentra el establecer un marco regulatorio que facilite y promueva la exportación de gas así como

generar la integración de mercados en la región con sus países vecinos para lo cual primero debe potencializar el mercado interno del producto por lo cual la desconcentración de la oferta debe darse al igual que una ampliación de comercializadores.<sup>12</sup>

## **2.2. Tratamiento del gas natural**

**2.2.1. Definición** El gas natural que proviene de los pozos perforados durante la explotación de un yacimiento trae consigo impurezas o ciertas características que no permiten su consumo, gases ácidos y exceso de humedad. El tratamiento del gas natural es el proceso al cual se somete el gas para eliminar estas impurezas, reducir el porcentaje de (H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>) y eliminar la humedad (H<sub>2</sub>O) Cite 1, de manera que el gas sea acondicionado y cumpla con los estándares de calidad especificados por las normas.<sup>2</sup>

**2.2.2. Impurezas** El gas natural no procesado contiene algunos compuestos hidrocarburos asociados tales como etano, propano, butano, i-butano y gasolina natural; también compuestos inertes con dióxido de carbono y nitrógeno además de algunas impurezas como agua y compuestos de azufre. La presencia de sulfato de hidrógeno (H<sub>2</sub>s) y otros compuestos de azufre entre ellos mercaptanas (R-SH), sulfatos de carbonilo (COS) y disueltos de carbono (CS<sub>2</sub>) no son deseables en la composición de gas natural, pues en contacto con el agua pueden formar soluciones corrosivas.

La presencia de gas natural como el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y nitrógeno (N<sub>2</sub>) también son un problema porque en gran concentración disminuyen su poder calorífico. Siendo así, la retirada de esas impurezas y de suma importancia pues aumenta el valor de venta y prolonga la vida útil de los equipos. Cite 5. Los hidrocarburos asociados se denominan líquidos del gas natural.

---

<sup>12</sup> Carlos Caballero y David Reinstein. “Obstáculos para el desarrollo del gas natural en Colombia”. En: (2003).

Por su parte, las impurezas se denominan componentes indeseables.<sup>13</sup> Fig. 11

**Figura 11.** Impurezas en Gas Natural

<i>Estado de la impureza</i>	<i>Impureza</i>	<i>Problema</i>
<i>Sólida</i>	Arena, cemento, productos de corrosión, parafinas, asfáltenos.	Erosión, taponamiento de líneas, válvulas e instrumentación.
<i>Líquida</i>	Agua libre, aceite, condensados, aditivos.	Pérdida de eficiencia de procesos (transporte, compresión, absorción y adsorción), inexactitud en medición de explosiones en quemadores.
<i>Gaseosa</i>	Vapor de agua, gases ácidos (CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S), inertes (N <sub>2</sub> , O <sub>2</sub> ).	Interrupción del flujo de gas por formación de hidratos en válvulas e instrumentos, corrosión interna, polución ambiental.

## Tipos de impurezas

### 2.2.3. Especificaciones de Transporte

**Calidad de Gas** El Gas Natural entregado al Transportador por el Agente, en el Punto de Entrada del Sistema de Transporte y por el Transportador en el Punto de Salida, deberá cumplir con las siguientes especificaciones de calidad: Fig. 12

Nota 1: Todos los datos referidos a metro cúbico ó pie cúbico de gas se referencia a Condiciones Estándar.

Nota 2: El Gas Natural deberá entregarse con una calidad tal que no forme líquido, a las condiciones críticas de operación del Sistema de Transporte. La característica para medir la calidad será el “Cricondentherm” el cual será fijado para cada caso en particular dependiendo

---

<sup>13</sup> Elizabeth de SM Mothé y col. “8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS”. En: ()

del uso y de las zonas donde sea utilizado el gas.

Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO<sub>2</sub>, nitrógeno y oxígeno.

Nota 4: El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones. Salvo acuerdo entre las partes, el Productor-comercializador y el Remitente están en la obligación de entregar Gas Natural a la presión de operación del gasoducto en el Punto de Entrada hasta las 1200 Psia, de acuerdo con los requerimientos del Transportador. El Agente que entrega el gas no será responsable por una disminución en la presión de entrega debida a un evento atribuible al Transportador o a otro Agente usuario del Sistema de Transporte correspondiente.

Si el Gas Natural entregado por el Agente no se ajusta a alguna de las especificaciones establecidas en este RUT, el Transportador podrá rehusar aceptar el gas en el Punto de Entrada.<sup>1</sup>

**Figura 12.** Especificaciones de Transporte Para Gas Natural

<i>Especificaciones</i>	<i>Sistema Internacional</i>	<i>Sistema Inglés</i>
<i>Máximo poder calorífico bruto. Nota 1</i>	42.8 MJ/m <sup>3</sup>	1.150 BTU/ft <sup>3</sup>
<i>Mínimo poder calorífico bruto.</i>	35.4 MJ/m <sup>3</sup>	950 BTU/ft <sup>3</sup>
<i>Contenido de líquido. Nota 2</i>	Libre de líquidos	Libre de líquidos
<i>Contenido total de H<sub>2</sub>S máximo.</i>	6 mg/m <sup>3</sup>	0.25 grano/100PCS
<i>Contenido total de azufre máximo.</i>	23 mg/m <sup>3</sup>	1.0 grano/100PCS
<i>Contenido total de CO<sub>2</sub> máximo en % volumen.</i>	2	2%
<i>Contenido de N<sub>2</sub> máximo en % volumen.</i>	3	3
<i>Contenido de inertes máximo en % volumen.</i>	5	5
<i>Nota 3</i>		
<i>Contenido de agua máximo.</i>	97 mg/m <sup>3</sup>	6.0 Lb/MPCS
<i>Temperatura de entrega máximo.</i>	49°C	120°F
<i>Temperatura de entrega mínimo.</i>	4.5°C	40°F
<i>Contenido máximo de polvos y material de suspensión. Nota 4</i>	1.6 mg/m <sup>3</sup>	0.7 grano/1000 ft <sup>3</sup>
<i>Contenido de oxígeno máximo en % volumen.</i>	0.1	0.1

**2.2.4. Endulzamiento:** El proceso de endulzamiento se hace con el fin de ajustar el contenido de gases ácidos (H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>) del gas natural a valores permitidos por especificación del ente regulador competente. Aunque otros componentes ácidos como el sulfuro de carbonillo

(COS) y el disulfuro de carbono (CS<sub>2</sub>) son de gran importancia debido a su tendencia a dañar las soluciones químicas que se utilizan para endulzar el gas. Este ajuste se hace puesto que estos gases a concentraciones elevadas pueden generar problemas en el manejo de procesamiento del gas, problemas de corrosión, olores perniciosos, emisiones de compuestos causantes de lluvia ácida, entre otros. El gas natural una vez es liberado de sus contaminantes se denomina, gas dulce.<sup>14</sup> Fig. 13

**Figura 13.** Contenido de H<sub>2</sub>S - S - CO<sub>2</sub>, Creg 071 de 1999

<i>Especificaciones</i>	<i>Sistema Internacional</i>	<i>Sistema Inglés</i>
<i>Contenido total de H<sub>2</sub>S máximo</i>	6 mg/m <sup>3</sup>	0.25 grano/100PCS
<i>Contenido total de S máximo</i>	23 mg/m <sup>3</sup>	1.0grano/100PCS
<i>Contenido total de CO<sub>2</sub> máximo en % volumen</i>	2	2

El H<sub>2</sub>S tiene como característica un desagradable olor y un alto nivel de toxicidad. Cuando es separado del gas natural mediante el proceso de endulzamiento es enviado a plantas recuperadoras de azufre para diversos usos industriales, esto es bueno, debido a que trabajan con los residuos de la industria gasífera.

El CO<sub>2</sub> es un gas inoloro e incoloro que a concentraciones bajas no es tóxico, pero a concentraciones altas puede generar sofoco. El dióxido de carbono es soluble en agua y la solución producida puede ser ácida como resultado de la formación de ácido carbonilo, de aquí la propiedad corrosiva en presencia con el agua.

**Métodos de endulzamiento:** Los métodos para el endulzamiento del gas natural son:

- Procesos con solventes químicos
- Procesos con solventes físicos
- Procesos con solventes híbridos o mixtos

<sup>14</sup> Br GUSTAVO CARRILLO y P Guerrero. “Cálculo de propiedades del gas natural”. En: *Trabajo Especial de Grado para optar por el título de Ingeniero Químico*, Universidad Rafael Urdaneta, Maracaibo, Venezuela (2013).

- Procesos de conversión directa
- Procesos de lecho sólido o seco
- Nuevos procesos (membranas)
- Criogénicos

El proceso para endulzar más utilizado es el de solventes químicos, en este proceso el gas que se endulzará se pone en contacto en contracorriente con una solución de componente activo que reaccione con los gases ácidos para formar compuestos inestables solubles en el solvente. La absorción química utilizando alcanolaminas forma parte de los procesos más frecuentemente usados y de los más eficientes. En el tratamiento de gas se utilizan soluciones acuosas de aminas para remover sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

**Proceso de Endulzamiento con aminas:** El proceso que simula un endulzamiento típico del gas natural con aminas pasa primero por un separador bifásico para remover algo de líquido que contenga antes de su ingreso al absorbedor. El último es una torre de platos que trabaja a presiones de yacimiento, en la cual ingresa por el fondo y en sentido contrario a la solución de aminas (pobre).

El gas purificado sale por la cabeza del absorbedor, la amina rica (en CO<sub>2</sub>) sale por la base de este y es enviada a regeneración. Dado que la regeneración de la solución de amina es favorecida por menores presiones y mayores temperaturas se coloca una válvula de nivelación en la línea de flujo de la amina que disminuya la presión. Seguido de esto se separa parte del CO<sub>2</sub> de la amina en un segundo separador. Luego de separar el CO<sub>2</sub> el intercambiador de calor precalienta la amina rica antes de ingresar al regenerador por intercambio de calor de la amina pobre que viene del mismo. El regenerador es una torre de platos donde la solución de amina rica desciende en dirección contraria a los vapores de extracción ascendentes que consisten sobre todo en vapor de agua. Si en el regenerador se supera la temperatura de descomposición de la amina, la misma no podrá ser recuperada y reutilizada. Finalmente, en el mezclador se combina la amina magra que proviene del regenerador con la amina de reposición. La necesidad de reponer la solución de amina surge del hecho de que parte de la misma se pierde por las cabezas del absorbedor y

del regenerador.<sup>15</sup>

**2.2.5. Deshidratación:** La deshidratación del gas natural es la remoción de agua en estado gaseoso asociada con el gas. Este proceso constituye una operación básica en el acondicionamiento del gas natural, ya que previene la formación de gases ácidos (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>), corrosión en las tuberías, obstrucción en las líneas de transmisión y la formación de hidratos, uno de los principales problemas que se presentan en el acondicionamiento del gas natural.<sup>16</sup>

La formación de hidratos puede evitarse removiendo el agua del gas o del líquido antes del enfriamiento de los hidrocarburos por debajo de la temperatura a la cual podrían aparecer los problemas mediante el uso de un inhibidor que se mezcle con el agua que se ha condensado.

Normalmente las plantas de procesamiento de gas, cuyo objetivo es recuperar líquidos del gas natural (LGN), utilizan procesos a bajas temperaturas. En estos casos, es necesario deshidratar el gas natural para que la planta pueda operar sin peligro de formación de sólidos.<sup>15</sup>

**Problemas originados por la presencia de agua:** Entre los problemas mas comunes causados por la presencia de agua se encuentra:

- Formación de tapones en los gasoductos. Esto debido a la formación de hidratos, al bajar la temperatura se cristalizan similar al hielo tapando las líneas de flujo, sobre todo en las reducciones, codos, válvulas de retención, etc. Para remediar dicho problema se debe quemar grandes volúmenes de gas o cerrar pozos productores con el fin de aliviar la sobrepresión que generan los taponamientos. En consecuencia, se generan pérdidas económicas indeseables.
- El vapor de agua aumenta el volumen y disminuye el valor calorífico del gas natural, por lo tanto, se reduce la capacidad de la línea.

---

<sup>15</sup> Graciela del Valle Morales y col. “Simulación del Proceso de Endulzamiento de Gas Natural”. En: *Información tecnológica* 16.6 (2005), págs. 33-36.

<sup>16</sup> Elsa Nadia Aguilera-González, Julia María Ortiz-Reyes y María Esther Sánchez-Castro. “Adsorbentes para la deshidratación de gas húmedo dulce: avances y tendencias”. En: *Tecnología Química* 33.1 (2013), págs. 59-78.

- La deshidratación del gas natural antes del procesamiento criogénico es vital para prevenir la formación de hielo en los intercambiadores de calor de baja temperatura.
- Problemas de corrosión en los equipos o almacenes de la plata.
- Problemas de migración en los espacios porales de los yacimientos cuando el gas es reinyectado en los mismos.<sup>17</sup>

**Métodos de Deshidratación:** Los problemas anteriormente nombrados muestran la necesidad de retirar el agua en la corriente de gas, por esta razón se han desarrollado varios métodos de deshidratación:

- Adsorción.
- Absorción.
- Delicuescencia.
- Expansión - Refrigeración.
- Permeación del gas.<sup>18</sup>

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

Para que se de esta transferencia de materia, es necesario que la presión de vapor de los componentes absorbidos sea menor que su presión parcial en el gas rico (húmedo). Un componente dado puede condensar si su composición de vapor es mayor que su composición líquida.<sup>17</sup>

La deshidratación con lecho sólido es una buena alternativa en aplicaciones como:

---

<sup>17</sup> Maria Isabel Lemus Maldonado y Luis Cuevas Maldonado. “Deshidratación de gas natural por absorcion”. Tesis doct. 2014.

<sup>18</sup> Helena Margarita Ribón, Nicolás Santos Santos y Olga Patricia Ortiz Cancino. “Métodos de deshidratación de gas natural”. En: *Fuentes, el reventón energético* 8.2 (2010).

1. Deshidratación para conseguir puntos de rocío de agua menor a  $-40^{\circ}\text{C}$  a  $-50^{\circ}\text{C}$ , tales como las requeridas en la corriente de entrada de las plantas de extracción de LGN utilizando expansores.
2. Unidades de control del punto de rocío de hidrocarburos donde se requiere la extracción simultánea de agua e hidrocarburo para alcanzar ambas especificaciones de venta.
3. Deshidratación y remoción simultánea de  $\text{H}_2\text{S}$  del gas natural.
4. Deshidratación de gases que contienen  $\text{H}_2\text{S}$  donde la solubilidad del ácido sulfúrico en glicol puede causar problemas de emisión.
5. Deshidratación y remoción de componentes sulfuros ( $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{COS}$ ,  $\text{CS}_2$ , ercaptano) para las corrientes de LGN y GLP.<sup>18</sup>

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

**Deshidratación por adorción:** La absorción es un fenómeno de transferencia de masa desde una fase gaseosa a una líquida; esto es posible si el líquido desecante cuenta con higroscopicidad. El líquido seleccionado debe tener las siguientes características:

1. Alta eficiencia de absorción.
  2. No corrosivo ni tóxico.
  3. No debe interactuar con los hidrocarburos de los gases ni con los agentes de contaminación.
- <sup>19</sup>

**Los desecantes líquidos más efectivos utilizados por la industria son los glicoles:** Etilenglicol (EG), dietilenglicol (DEG), trietilenglicol (TEG). Siendo el TEG el más eficiente debido a que obtiene puntos de rocío más bajos y sus costos de operación son más accesibles. El TEG ha sido usado para deshidratar gases dulces y ácidos en los siguientes rangos:

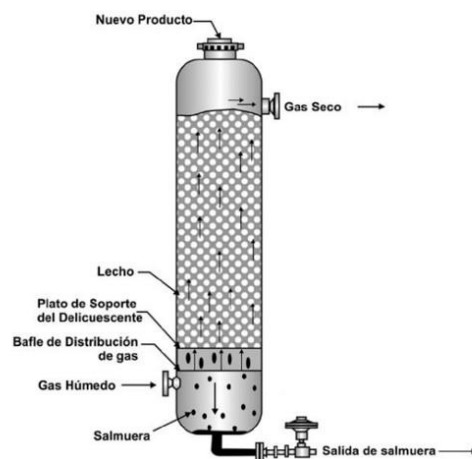
---

<sup>19</sup> Melvin Duran Rincon y Edgar Fernando Castillo Monroy. “APLICACIÓN DE ESQUEMAS DE CONTROL AVANZADOS EN EL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL.” En: *Scientia et technica* 1.24 (2004), págs. 239-244.

- Depresión del punto de rocío 40-140°F
- Presión 25-2500 psi
- Temperatura 40-160°F.<sup>18</sup>

**Delicuescencia:** Un delicuescente es una sustancia (en su mayoría sales) caracterizada por su capacidad de atraer la humedad y disolverse lentamente hasta formar una salmuera concentrada. La deshidratación por delicuescencia se refiere entonces al uso de metales alcalinotérreos para secar el gas. Algunas de estas sustancias son: el cloruro de calcio, cloruro férrico, cloruro de magnesio, cloruro de zinc, carbonato de potasio, hidróxido de potasio e hidróxido de sodio; siendo el cloruro de calcio  $\text{CaCl}_2$  el más utilizado en la industria.<sup>20</sup> Fig. 14

**Figura 14.** Gráfico Delicuescencia



**Fuente:** Benefits of Using Deliquescent Desiccants for Gas Dehydration.

**Deshidratación por Expansión:** La deshidratación por expansión se lleva a cabo reduciendo la presión del gas con válvulas de expansión y luego separando la fase líquida que se forma lo que ocasiona el enfriamiento del gas (Joule-Thompson) y conlleva a la condensación

<sup>20</sup> MARIANA FERNANDA LÓPEZ GAJARDO. “DISEÑO DE UN SISTEMA DE PRE-MEZCLA E INYECCIÓN DE BIOGÁS CON GAS NATURAL PARA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA”. En: (2016).

del agua.

Puede utilizarse con o sin inhibidor, el proceso sin inhibidor se realiza únicamente cuando la caída de presión disponible permite que el agua alcance el punto de rocío requerido sin formación de hidratos. Cite 10. Se recomienda no realizar la expansión en una sola etapa. Se debe verificar la posibilidad de bajar la presión en varias etapas, permitiendo que el gas se adapte a la nueva temperatura.<sup>21</sup>

**Permeación del Gas:** La permeación del gas se basa en el principio de transferencia de masa por difusión a través de una membrana. La última es una barrera permeable entre dos fases, esta permite el paso de varios solutos a través de ella a diferentes tasas y también permite a componentes selectivos penetrar mientras retiene otros componentes en la entrada. Las membranas se clasifican en inorgánicas y orgánicas o poliméricas. Las primeras pueden ser metálicas o cerámicas, las inorgánicas se dividen por su estructura en porosas o densas.<sup>22</sup>

Las membranas son utilizadas por remover CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y agua. Debido a su simplicidad, a que ocupan poco espacio y peso en comparación a los sistemas tradicionales (plantas de absorción), las membranas permeables se convierten en una alternativa para aplicaciones costa afuera. La elección de la técnica de deshidratación está en función de la pureza del gas que se desea obtener.<sup>18</sup>

## 2.3. Deshidratación con Glicol

**2.3.1. Proceso:** La deshidratación con glicol se compone de dos zonas, la zona de deshidratación (altas presiones, bajas temperaturas) y la zona de regeneración (bajas presiones, altas

---

<sup>21</sup> Roberto Baissac y Ricardo Heffner. “Optimización de Planta de Deshidratación de Gas mediante el uso de Glicol”. B.S. thesis. Universidad Nacional del Comahue. Facultad de Ingeniería, 2019.

<sup>22</sup> Georgette Rebollar-Pérez, Emilie Carretier y Philippe Moulin. “Aplicaciones de la permeación de vapor: el tratamiento de compuestos orgánicos volátiles de origen antropogénico”. En: *Revista mexicana de ingeniería química* 9.1 (2010), págs. 67-77.

temperaturas).<sup>18</sup> Consiste en contactar al gas húmedo a alta presión en contracorriente con el líquido desecante (TEG) en un absorbedor; la columna absorbidora puede ser de platos de campana de burbujeo, empaque estructurado o empaque al azar. La solución pobre de TEG entra por el tope de la torre contactora y absorbe el agua del gas húmedo. El gas seco sale por el tope de este equipo mientras que la solución rica de TEG (rica en agua) sale por el fondo para luego continuar con el proceso de regeneración de glicol.

Cuando el proceso de absorción es completado la solución de glicol es enviada a un regenerador por destilación y luego es enfriada a tope por un intercambiador de calor, a través del cual circula la solución de glicol que viene del absorbedor y el TEG regenerado.

El reflujo de TEG generado por los vapores que se condensan en la etapa de regeneración ayuda a reducir las pérdidas del glicol. La deshidratación del gas natural demanda una alta pureza del desecante reciclado, el mismo que se puede lograr bajando la presión y aumentando la temperatura en el regenerador.

### **2.3.2. Equipos del Sistema Deshidratación con Glicol:**

**Separador:** Es el encargado de remover el agua libre, aditivos de fondo de pozo, sales, hidrocarburos condensados, y se ubica antes de la torre contactora para evitar la degradación de la misma.

**Torre Contactora:** En esta torre ocurre la interacción entre el gas húmedo que viene del separador y el glicol que entra directamente a la torre contactora. El gas húmedo entra por la parte inferior del contactor ascendiendo por los platos de burbujeo, para que cuando interactúe con el glicol que viene en contracorriente por el tope de la torre, este último pueda acarrear o absorber el agua del gas. En cuanto a las condiciones de operación del absorbedor, opera a presiones altas y temperaturas bajas. La configuración interna de la torre puede ser de tres tipos:

- **Platos perforados:** Tiene varios agujeros o perforaciones a través de los cuales los vapores ascienden verticalmente a través del líquido. Son los platos más simples sin ninguna pieza

mecánica en movimiento.

- Platos tipo campana burbujeante: Este tipo de plato tiene una tubería o chimenea sobre cada uno de los orificios y encima está cubierto por una tapa tipo gorro. La tapa se coloca de tal manera que haya espacio entre el tubo y la tapa, lo que aumenta el tipo de contacto y transferencia de masa.
- Platos tipo válvula: Es un plato plano perforado provisto de discos circulares o rectangulares en cada perforación conocidos como válvulas, las cuales se mueven de acuerdo con el caudal de vapor.<sup>23</sup>

**Válvula de expansión:** Esta válvula está ubicada estratégicamente para aumentar el delta de presión entre el proceso de deshidratación en la torre contactora y el proceso de regeneración en el regenerador de glicol; debido a que el regenerador trabaja a presiones muy bajas, contrario al absorbedor.

**Intercambiador de calor Glicol/Glicol:** El intercambiador de calor debe ser de tubos y de carcasa, esto para que mientras la corriente de glicol rico que viene de la válvula de expansión y se dirige a la regeneración es precalentada, el glicol regenerado sea enfriado en su camino de vuelta a la torre contactora, debido a que el glicol debe entrar a la torre contactora entre 10°-20° por encima de la temperatura del gas de entrada.

**Regenerador:** Este equipo tiene como finalidad eliminar el agua que fue absorbida por el glicol en la torre contactora, esto lo logra a temperaturas por el orden de los 400°F como punto máximo, con esto se logra la mayor concentración y se evita la degradación del glicol, así el glicol regenerado puede ser circulado nuevamente. La operación de este equipo es a bajas

---

<sup>23</sup> Nelson Leonardo Martínez. “DISEÑO DE UNA PLANTA PARA EL PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL PROVENIENTE DE LOS YACIMIENTOS OFFSHORE DEL CARIBE COLOMBIANO.” En: (2019).

presiones y altas temperaturas, conformado por tres componentes importantes: rehervidor siendo el componente principal, torre de still y condensador. La regeneración se da por medio de un proceso de destilación donde la separación se da debido a la diferencia entre los puntos de ebullición del glicol y el agua. “El diseño del regenerador debe asegurar la evaporación del agua hasta alcanzar la concentración deseada”. En el Regenerador encontramos partes indispensables para llevar a cabo el proceso, entre los cuales encontramos las siguientes:

**1. Rehervidor:** Este es componente más importante del regenerador, permite elevar la temperatura del glicol rico que viene brevemente calentado para lograr la regeneración. El calor es suministrado a través de un tubo de fuego sumergido en el glicol a través de aceite caliente o electricidad; con esto se mantiene el glicol por encima del tubo de fuego para evitar sobrecalentamiento y por ende degradación.

**2. Columna Still:** Es la torre por la cual ingresa el glicol rico por debajo para que pueda descender al rehervidor donde los vapores producidos ascienden por la configuración interna del destilador que puede ser de platos o empaques, es aquí donde se da la separación de agua.

**3. Condensador:** La finalidad de este equipo es condensar el glicol sin condensar el vapor de agua esto gracias a que los puntos de condensación son diferentes; con este condensado se genera la corriente de reflujo que ayuda a minimizar las pérdidas de glicol.

**Bomba:** Este equipo es clave en el diseño de la planta ya que permite la circulación del glicol por toda la planta. Generalmente son de desplazamiento positivo de tipo reciprocante, se aconseja tener dos bombas en paralelo por si la primera falla. <sup>24</sup>

**Intercambiador Gas:** En este equipo ocurre la segunda etapa del acondicionamiento del glicol para su ingreso a la torre contactora, el gas que viene del absorbedor enfría el glicol

---

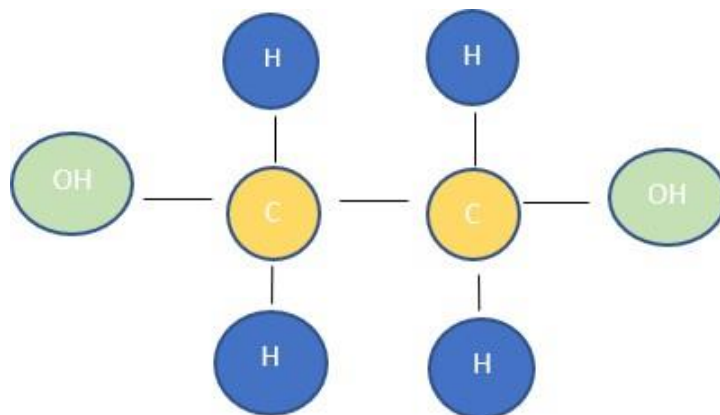
<sup>24</sup> Jean Nicolay Alvarez Chica y Jairo Brayan Porras Rodriguez. “Evaluacion Tecnica De Los Procesos Drizo, Cold Finger E Inyeccion De Gas Stripping Para La Regeneracion Del Trietilenglicol (Teg) En Plantas De Deshidratacion Del Gas Natural.” Tesis doct. Universidad Industrial de Santander, Escuela De Ing. De Petroleos, 2016.

regenerado, esto para evitar un aumento de presión parcial del vapor de agua en la torre.

### 2.3.3. Glicoles:

**Etilenglicol:** También encontrado en bibliográfica por los nombres glicol de etileno, monoetilenglicol o 1,2-etanodiol es un compuesto químico perteneciente al grupo de los dioles, siendo un compuesto líquido incoloro, un tanto espeso y con un leve sabor dulce. Su estructura molecular se compone de dos átomos de carbono (C) con seis átomos de hidrógeno (H) y dos átomos de oxígeno (O) formando  $C_2H_6O_2$ , Ejemplificado en la Fig. 15:

**Figura 15.** Estructura molecular Etilenglicol



Se tiene registro de que en 1859 un químico francés llamado Charles-Adolphe Wurtz fue quien preparó por primera vez el glicol de etileno, pero no fue sino hasta la primera guerra mundial en la que su producción se usó como líquido refrigerante o ingrediente explosivo, ya en 1937 se comenzó la producción industrial en masa a partir del óxido de etileno. A continuación se muestran propiedades de Etilenglicol. Fig. 16

El monoetilenglicol es usado con frecuencia en la fabricación de poliéster, tereftalato de polietileno (PET), resina de poliéster así como líquido refrigerante o usada como sustancia intermedia en procesos químicos y metalúrgicos, producción de polímeros, espumas, recubrimientos, pin-

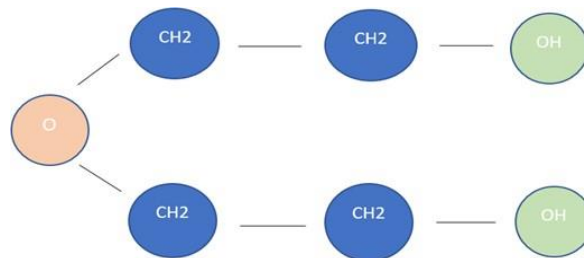
turas, adhesivos; No es frecuentemente utilizado en procesos de deshidratación de gas natural debido a que presenta un equilibrio alto de vapor con el gas causando tendencia a pérdidas hacia la fase de gas contactora.<sup>25</sup>

**Figura 16.** Propiedades Etilenglicol

	<i>Etilenglicol</i>
<i>PESO MOLECULAR</i>	62,1
<i>T ebullición atm [F-C]</i>	387-193
<i>P vapor 77F-25C [mmHg]</i>	0,12
<i>SG @ 77F-25C</i>	1,110
<i>SG @ 140F-60C</i>	1,085
<i>Freezing Point [F-C]</i>	8 / -13
<i>Visc @ 77F-25C [Cp]</i>	16,5
<i>Visc @ 140F-60C [Cp]</i>	4,7
<i>Cp @ 77F-25C</i>	0,58
<i>T descomposición [F-C]</i>	329-165

**Dietilenglicol:** Comúnmente escrito por su sigla DEG, este glicol se obtiene como un subproducto de la reacción de Monoetilenglicol con un mol de óxido de etileno dando como resultado una molécula compuesta por cuatro átomos de carbono diez átomos de hidrogeno y tres átomos de oxígeno formando el compuesto C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>O<sub>3</sub>, ejemplificado a continuación: Fig. 17

**Figura 17.** Estructura Molecular Dietilenglicol



El dietilenglicol se presenta de forma líquida incoloro e inodoro, siendo un tanto viscoso y con un leve sabor dulce, es inmisible en benceno, tolueno y tetracloruro de carbón, pero miscible

<sup>25</sup> Azucena De Las Nieves Rojas Solís. “Estudio y optimización del sistema de deshidratación del Gas Natural con trietilen glicol (TEG) en la planta de procesamiento de gas Malvinas”. En: (2006).

en agua alcohol etilenglicol y es higroscópico, capacidad que tiene una sustancia o compuesto de poder absorber humedad del medio, razón por la cual es usado en procesos de deshidratación de gas natural donde presenta alta presión de vapor que conlleva a altas pérdidas en el contactor, aparte de tener baja temperatura de descomposición térmica por lo cual necesita temperaturas menores para ser regenerado y reutilizado, además cuenta con las siguientes propiedades físicas:

Fig. 18

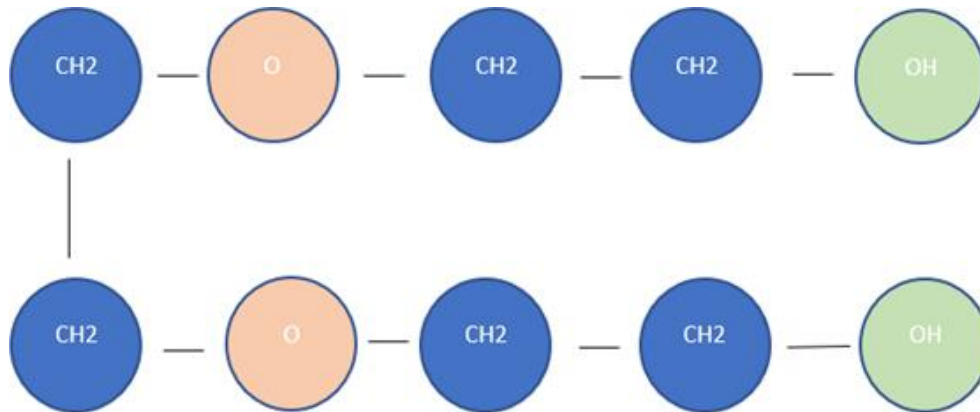
**Figura 18.** Propiedades Dietilenglicol

	<i>Dietilenglicol</i>
<i>PESO MOLECULAR</i>	106,1
<i>T ebullición atm [F-C]</i>	476-245
<i>P vapor 77F-25C [mmHg]</i>	<0,01
<i>SG @ 77F-25C</i>	1,113
<i>SG @ 140F-60C</i>	1,088
<i>Freezing Point [F-C]</i>	17 / -8
<i>Visco @ 77F-25C [Cp]</i>	28,2
<i>Visc @ 140F-60C [Cp]</i>	7,0
<i>Cp @ 77F-25C</i>	0,55
<i>T descomposición [F-C]</i>	328.164

Los principales países productores de dietilenglicol son China, India y Pakistán ya que los usos de este glicol son múltiples y en diferentes industrias, puede ser usado aditivo para concreto y molienda, aditivo para lubricantes, como para tintas y solventes, ser un aditivo usado en la industria textil como en la agroindustria, usado también en la fabricación de resina poliéster, pigmentos y colorantes.

**Trietilenglicol:** Compuesto también llamado triglicol, 2,2'-etilendioxietanol, TEG por sus siglas es una sustancia líquida incoloro e inodoro que al igual que su pariente químico Dietilenglicol posee propiedades higroscópicas y es soluble completamente en agua aparte de ser miscible en alcoholes y cetonas. Su molécula está compuesta por ocho átomos de carbono dieciocho de hidrogeno y cinco de oxígeno obteniendo como resultado  $C_8H_{18}O_5$ , en el siguiente gráfico se ejemplifica su estructura molecular. Fig. 19

**Figura 19.** Estructura molecular Trietilenglicol



El trietilenglicol es el glicol más utilizado en procesos de deshidratación de gas natural en sistema de absorción debido a sus propiedades en las cuales resaltan su viscosidad, su presión de vapor y su solubilidad en hidrocarburos, ya que en los sistemas de deshidratación por absorción el solvente debe ser higroscópico, de baja volatilidad, no corrosivo, así como de fácil regeneración y no reactivo con CO<sub>2</sub> ni compuestos de azufre. Sus principales propiedades se exponen en la tabla siguiente: Fig. 20

**Figura 20.** Propiedades Trietilenglicol

	<i>Trietilenglicol</i>
<i>PESO MOLECULAR</i>	150,2
<i>T ebullición atm [F-C]</i>	545 – 286
<i>P vapor 77F-25C [mmHg]</i>	< 0,01
<i>SG @ 77F-25C</i>	1,119
<i>SG @ 140F-60C</i>	1,092
<i>Freezing Point [F-C]</i>	19 / -7
<i>Visc @ 77F-25C [Cp]</i>	37,3
<i>Visc @ 140F-60C [Cp]</i>	8,8
<i>Cp @ 77F-25C</i>	0,53
<i>T descomposición [F-C]</i>	404 - 206

Este compuesto se degrada fácilmente en medio ácido o en presencia de oxígeno generando ácidos orgánicos, puede también formar soluciones en presencia de agua en cualquier proporción y con muchos compuestos orgánicos. Una reacción importante en particular que se da en las plantas

de deshidratación de gas natural es la del trietilenglicol con ácidos producidos de su misma oxidación, esta reacción genera ésteres los cuales tienen poca afinidad por el agua y tienden a formar gomas o partículas sólidas.<sup>26</sup>

**Ventajas Trietilenglicol:** El proceso de deshidratación por absorción se basa en el fenómeno de transferencia de masa desde una fase gaseosa (Gas Natural) a una fase líquida (Trietilenglicol) debido a que la fase líquida presenta propiedades de alta higroscopicidad para retirar el agua presente en el gas de producción; El trietilenglicol es el glicol más efectivo en procesos de deshidratación gracias a que logra mayor depresión del punto de rocío que oscila un rango de entre 40-140 grados Fahrenheit y tiene bajos costos de operación, sumado claramente a su facilidad de regeneración y reutilización gracias a su Temperatura de degradación térmica la cual da un amplio rango térmico para trabajarlo el cual se estipula desde 40-160 grados Fahrenheit; además se registra un rango de presión de operación desde 25 a 2500 psi.

**Desventajas Trietilenglicol:** Entre las desventajas que se presentan al momento de utilizar Trietilenglicol se encuentran dos muy representativas, una de ellas es que este glicol no es apto para procesos criogénicos y otra aún más importantes es el hecho de que en caso de contaminarse con ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) el glicol toma un comportamiento corrosivo, el cual es perjudicial para el buen estado tanto de tuberías como de equipos.<sup>18</sup>

## 2.4. Aspen Hysys

Aspen HYSYS proporciona al ingeniero químico y de procesos, un set de instrumentos útiles para la solución de problemas sencillos como la descripción de propiedades termodinámicas de una mezcla binaria, o problemas mucho más complejos como la predicción del comportamiento

---

<sup>26</sup> S Quintero y col. “Evaluación de la reubicación de la planta deshidratadora de gas a la succión de los equipos de compresión de gas de la planta DEPE, del Distrito San Tomé, PDVSA”. Tesis doct. Universidad de Oriente, 2009.

de una planta petroquímica a gran escala. Por esta razón hoy en día HYSYS, es líder en la simulación de procesos de las industrias energéticas y de refinería. Además, en sus más recientes versiones, integra el sector financiero de las empresas, brindando análisis económicos y modelos de optimización de procesos en el diseño y las operaciones de reacción y/o separación. Se debe suministrar información básica del proceso y del equipo como tipo de facilidad, caudal, composición y variables de operación de los fluidos para que el programa pueda realizar el diseño.

27

El paquete fisicoquímico seleccionado para realizar la simulación utiliza la ecuación de estado de Peng Robinson (PR) que tiene la capacidad de simular rigurosamente sistemas considerando el uso de TEG, recomendada para la mezcla gas-agua-glicol. La EOS PR emplea parámetros específicos de interacción componente a componente, siendo claves 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 esta ecuación en HYSYS cuenta con varias mejoras que permiten ampliar el rango de aplicabilidad. 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, como lo indica la literatura.<sup>28</sup>

---

<sup>27</sup> Juan Sebastián Fernández Ramírez y Nataly Tatiana Tovar Cantor. “Spreadsheet: Una poderosa herramienta dentro de Aspen HYSYS”. En: ().

<sup>28</sup> Eleonora Erdmann y col. “Análisis de sensibilidad por simulación del proceso de deshidratación de una planta de acondicionamiento de gas natural.” En: *Avances en ciencias e Ingeniería* 3.3 (2012), págs. 119-130.

### **3. DESARROLLO DEL PROYECTO**

#### **3.1. DESCRIPCIÓN GENERAL**

El proceso consiste en contactar al gas húmedo a alta presión en contracorriente con el líquido desecante absorbedor (TEG). La solución de TEG pobre que entra por el tope del contactor y absorbe el agua del gas húmedo que ingresa por el otro extremo, luego de esto, el gas seco sale por tope del absorbedor mientras que la solución rica de TEG (rica en agua) sale por el fondo y así termina el proceso de absorción.

Seguido del proceso de absorción el TEG rico pasa a la zona de regeneración, el TEG mojado continúa su camino a través del intercambiador de calor y luego hacia la columna regeneradora. En ella fluye en contracorriente al flujo ascendente del vapor generado en el rehervidor de TEG, este vapor despoja el agua que aún contiene la corriente de glicol.

Cuando el TEG es regenerado se dirige a un intercambiador de calor para ser enfriado puesto que el regenerador trabaja a temperaturas muy altas y a presiones bajas contrario al absorbedor. Este proceso de enfriamiento es muy importante puesto que el TEG aumenta su capacidad de absorción a temperaturas bajas, por lo que es óptimo mantener un diferencial de temperatura entre el TEG y el gas de entrada. Luego del enfriamiento del TEG se dirige nuevamente al absorbedor a repetir el proceso. <sup>28</sup>

#### **3.2. DISEÑO DE LA PLANTA**

**3.2.1. Saturador:** Al saturador ingresan dos corrientes, una de agua y una de gas (Gas Guajira), la segunda corriente con ciertas características de temperatura y presión determinadas; en este ocurre el proceso de saturación de gas, este proceso permite calcular el flujo molar de agua que se necesita para dicha saturación con los parámetros intrínsecos en el Gas Guajira. Fig. 21, 22, 23.

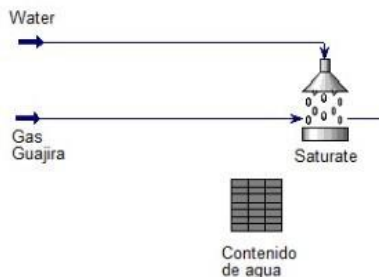
**Figura 21.** Composición Gas Guajira de Entrada, Promigas

COMPONENTES	FÓRMULA	FRACCIÓN MOLAR %
		VALOR
Metano	CH <sub>4</sub>	0,9795
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	0,0151
Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>	0,0017
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,0026
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,0005
Agua	H <sub>2</sub> O	0,0000
Sulfuro de Nitrógeno	H <sub>2</sub> S	0,0000
Hidrogeno	H <sub>2</sub>	0,0000
Monóxido de Carbono	CO	0,0000
Oxigeno	O <sub>2</sub>	0,0000
i-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0002
n-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0001
i-Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0001
n-Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0000
n-Hexano	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,0001
n-Heptano	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,0000
n-Octano	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,0000
n-Nonano	C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,0000
n-Decano	C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0,0000
Helio	He	0,0000
Argón	Ar	0,0000
TOTAL		1,0000

**Figura 22.** Condiciones de Flujos

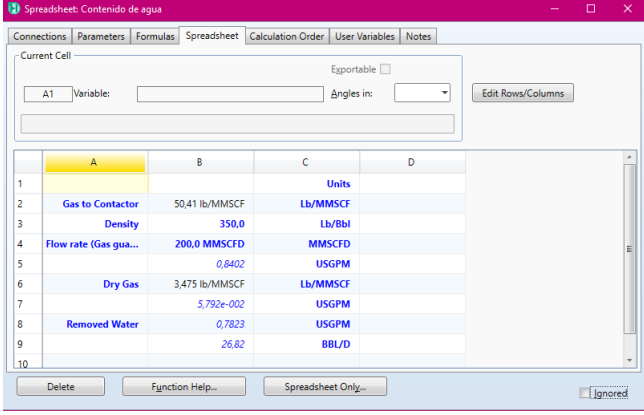
Flujos	Presión (psia)	Temperatura (*F)	Caudal (Kgmol/h)
Inlet Gas	900	85	500
Water to Saturate	900	85	0,5

**Figura 23.** Saturate



**3.2.2. Spreadsheet** Cálculos inmediatos. Con esta función se averiguó el contenido de agua que retiró Contactador Fig. 24

**Figura 24.** Cálculos inmediatos



The screenshot shows a spreadsheet window titled "Spreadsheet: Contenido de agua". The spreadsheet contains the following data:

	A	B	C	D
1			Units	
2	Gas to Contactor	50,41 lb/MMSCF	Lb/MMSCF	
3	Density	350.0	Lb/Bbl	
4	Flow rate (Gas gua...	200.0 MMSCFD	MMSCFD	
5		0,8402	USGPM	
6	Dry Gas	3,475 lb/MMSCF	Lb/MMSCF	
7		5,792e-002	USGPM	
8	Removed Water	0,7823	USGPM	
9		26,82	BBL/D	
10				

**3.2.3. Contactor** El absorbedor cuenta con 6 etapas, por la etapa 6(última de arriba hacia abajo) entra la corriente de gas que sale del Contactor llamada Gas to Contactor, cuando esta corriente entra por debajo, el gas empieza a subir hasta la parte superior del absorbedor, allí se encuentra con la corriente de TEG to Contactor que ingresa por la primera etapa (de arriba hacia abajo) con una pureza del 99 por ciento. El TEG pobre ingresa por la primera etapa para acarrear el contenido de agua asociado al gas de entrada y que el gas de salida del absorbedor (Dry Gas) salga preferiblemente seco o en su defecto con la menor cantidad de agua posible.

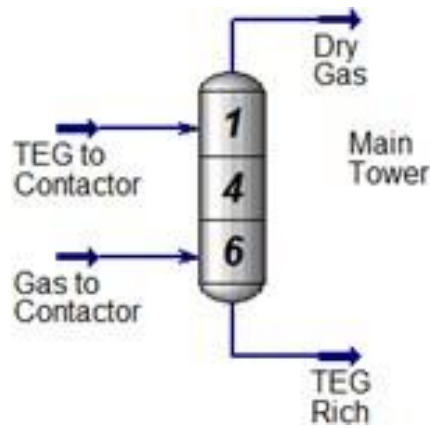
Fig. 25

En cualquier diseño de procesos es necesario emplear equipos eficientes que ayuden al correcto funcionamiento de la planta y controlen cualquier cambio no deseado de las variables operativas, con el fin de tener un proceso, eficiente, seguro y rentable. Por todo esto y según las condiciones de la naturaleza de el fluido a tratar en este caso del gas, los parámetros operativos a manejar y las condiciones de entrega; solo se deben utilizar la cantidad de equipos pertinentes e indispensables en el proceso, minimizando así, un diseño mas complicado y por lo tanto más riesgoso, inseguro y económicamente inviable.

Un contactor de Glicol es una torre empacada o de platos según su configuración donde el gas saturado se pone en contacto con el glicol.

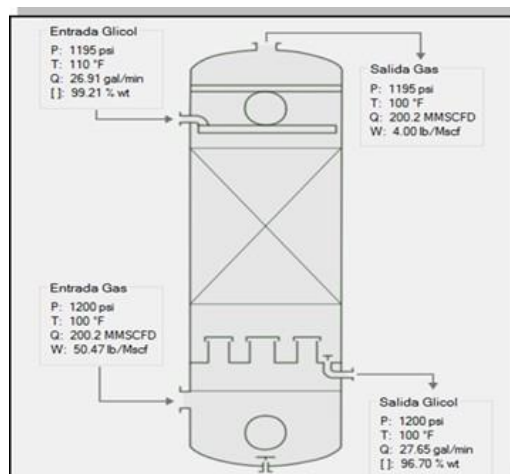
El glicol que llega a la torre del contactor por la parte superior va bajando a medida que llena

**Figura 25.** Contactor



los platos o bandeja de burbujeo, mientras tanto el gas que sube entra por la parte inferior del absorbedor y se pone en contacto con el glicol que baña los platos, rompe el sello líquido y sale a la superficie para entrar nuevamente en contacto íntimo con el glicol de la bandeja superior, cuando el gas natural burbujea en el líquido se va produciendo una transferencia de masas, en el cual se le entrega el agua de la corriente de gas al TEG. Fig. 26.

**Figura 26.** Formación de Hidratos



NOTA: Para este diseño se utilizó la composición inicial del gas saturado con agua, es decir posterior a el saturador.

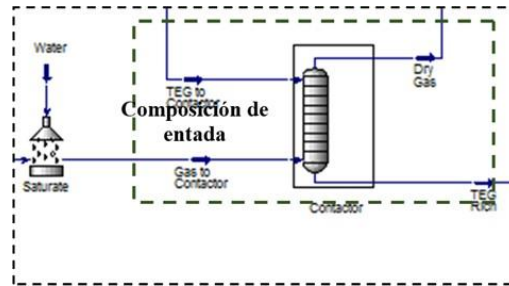
Como se puede observar en la Figura; posterior al ingreso de los datos respectivos para realizar el diseño el Software de diseño HYTEG entrega datos que son vitales para realizar la planeación de la planta en general. Estos datos se basan en el contenido de agua que trae el gas a tratar, en la temperatura del mismo etc. HYTEG, realiza una serie de correlaciones para calcular la cantidad de agua dando datos muy cercanos a HYSYS V8.8 software en el cual estamos haciendo las simulaciones respectivas. Ej: En el software HYTEG se aborda el gas de entrada al contactor como un Gas Ácido según su composición y con contenido de agua de 50.5 Lb/MMSCF; mientras que en HYSYS el contenido de agua está en 50,41 Lb/MMSCF representando así datos cercanos y un grado de incertidumbre bajo a la hora de realizar el diseño.

Como ingenieros de diseño y manejo operativo de la planta debemos tener en cuenta las pérdidas de presión, temperatura, volumen, entre otros parámetros que puedan cambiar a lo largo del proceso, aspectos como la caída de presión en un intervalo de (5-10) psi que se presenta al utilizar Glicol como agente deshidratador, aspectos como las pérdidas de glicol a lo largo del sistema y la cantidad de reposición de glicol, de igual forma es necesario considerar a que temperatura debe entrar el Glicol en la cima del contactor con el fin de no tener arrastre de glicol en el gas de venta, normalmente se utiliza una temperatura 10°F sobre la temperatura del gas de entrada. Un segundo aspecto, pero no menos importante es la composición del Glicol que está entrando a la contactora, este será un tema a tratar posteriormente ya que se requiere un análisis detallado de varias variables representativas para el sistema.

Se analiza el contenido de agua de Dry Gas, esta corriente ya está podría ser transportada según la Creg 071 de 1999 cita, el glicol a esta concentración removi6 más de la cantidad necesaria por norma. Por otro lado la corriente de salida con los líquidos Rich TEG, perdi6 concentración de TEG llevándola a 0.7837 de composición molar y va cargada de las impurezas del absorbedor. El diseño de esta planta no busca solamente retirar el contenido de agua de la corriente de gas hasta el establecido por norma, se quiere que sirva para cualquier tipo de gas que ingrese a la

planta, que el proceso de la planta sea económico, que el balance de energía sea estable y esto se hace conservando el TEG que se utilizó para deshidratar el gas en el absorbedor, regenerándolo y repitiendo el proceso con esta misma sustancia. Fig. 27

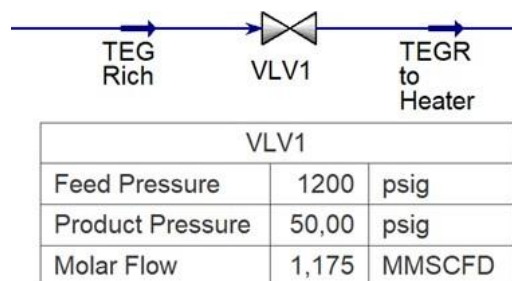
**Figura 27.** Saturate y Contactor



### 3.2.4. Regenerador de TEG

**3.2.5. Válvula:** Se pasa el TEG rico (Rich TEG) por una válvula para disminuir su presión, esto debido a que el regenerador trabaja a condiciones muy bajas (atmosférica) y a temperaturas muy altas. La corriente con nueva presión es TEGR to heater. Fig. 28

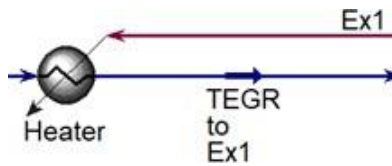
**Figura 28.** Válvula



**3.2.6. Heater:** Este equipo se monta en la planta con la finalidad de aumentar paulatinamente la temperatura del flujo a regenerar ya que este calentamiento previo disminuye la cantidad de energía requerida por el regenerador para aumentar su temperatura hasta alcanzar

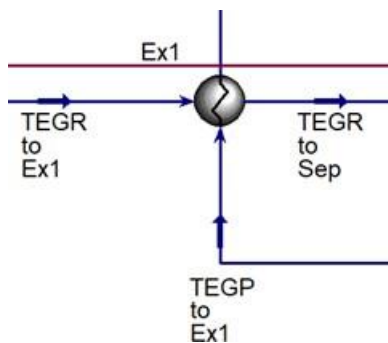
la seleccionada para la operación de regeneración. Además se presenta una optimización en este equipo ya que su línea de energía térmica proviene de una línea de residuo térmico en el rehervidor que se explicará posteriormente, lo cual genera una eficiencia energética en esta sección de la planta, traduciéndose en disminución de costos. Fig. 29

**Figura 29.** Heater



**3.2.7. Intercambiador de calor Ex1:** Luego de la válvula donde se bajó la temperatura del flujo de TEG está el intercambiador de calor, ya que se tiene una presión baja el siguiente requisito es aumentar la temperatura aún más despues de la implementación del Heater. Esto debido a que el regenerador trabaja con temperaturas alrededor de los 400 °F, pero en este caso se aumenta la temperatura al rededor de 200 °F ya que posterior al intercambiador se plantea un separador y los limites de temperatura de operación de este no son tan elevados. Esto se hace para que la energía que ingresa al rehervidor no deba ser tan alta porque el delta de temperatura disminuye considerablemente. Fig. 30

**Figura 30.** Intercambiador de Calor Ex1



**3.2.8. Separador:** Se pone con el fin de eliminar las impurezas que lleva consigo el TEG rico ya que se evidencian cantidades de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, entre otros para que el reboiler o rehervidor haga un menor esfuerzo al eliminar estos compuestos indeseables. La corriente con impurezas es Fuel Gas. Fig. 31

**Figura 31.** Composiciones de Fuel Gas

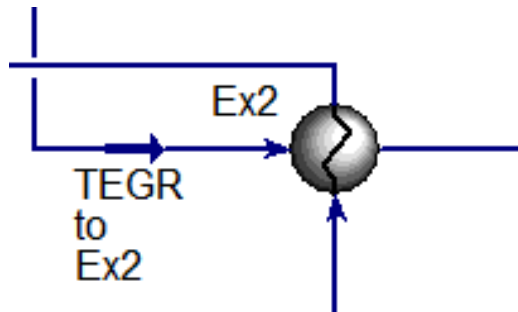
	Mole Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase
Methane	0.8788	0.8788	0.0022
Nitrogen	0.0661	0.0661	0.0005
CO <sub>2</sub>	0.0130	0.0130	0.0002
Ethane	0.0052	0.0052	0.0000
Propane	0.0015	0.0015	0.0000
i-Butane	0.0003	0.0003	0.0000
n-Butane	0.0001	0.0001	0.0000
i-Pentane	0.0001	0.0001	0.0000
n-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000
n-Hexane	0.0001	0.0001	0.0000
H <sub>2</sub> O	0.0346	0.0346	0.1915
TEGlycol	0.0002	0.0002	0.8055

Total: 1.00000

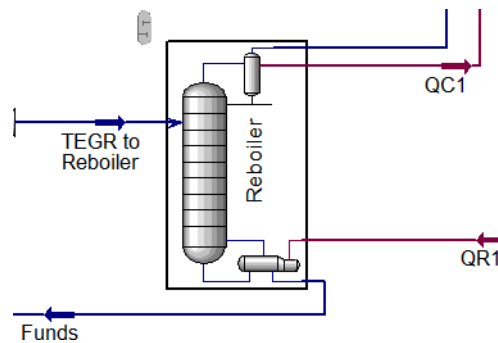
**3.2.9. Intercambiador de Calor Ex2:** Este intercambiador montado después del separador tiene como función elevar aún más la temperatura del flujo, situándola al rededor de 350 °F logrando así que el delta de temperatura realizado por el rehervidor será mínimo, logrando un gasto energético pequeño y una disminución en gasto. Fig. 32

**3.2.10. Regenerador:** En el regenerador el TEG se purifica, evapora el agua que recogió la corriente en el absorbedor y debe trabajar a temperaturas altas por el orden de los 400 °F. No debe exceder esta temperatura puesto que esta es la temperatura de degradación del TEG. El condensador que se encuentra en el regenerador condensa el agua y las impurezas de la corriente Funds y las expulsa por el flujo Sour Gas. Fig. 33

**Figura 32.** Intercambiador de Calor Ex2

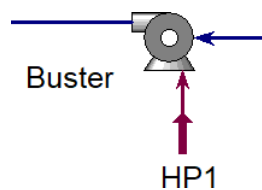


**Figura 33.** Regenerador



**3.2.11. Bomba Buster** Debido a la baja presión a la que sale el flujo Funds del rehervidor y por evitar en el sistema la presencia de presiones negativas se adiciona una Bomba Buster a la planta, la cual debe tener por obligación características específicas como lo es el soporte de temperatura ya que el flujo pasa a altas temperaturas. El flujo presurizado toma el nombre de TEGP to Ex2. Fig. 34

**Figura 34.** Bomba Buster



**3.2.12. Intercambiador de calor Ex2** Luego de regenerar el TEG la corriente TEGP to Ex2 regresa al intercambiador de calor 2 con la temperatura que te dio el rehervidor fig. esto para bajar nuevamente su temperatura y que se pueda seguir con el proceso. La nueva corriente de TEG regenerado TEGP to EX1 que sale por el intercambiador EX2 baja su temperatura hasta 248 °F y continúa al siguiente intercambiador que hace exactamente el mismo proceso logrando llevar la corriente de TEG regenerado a 183°F. Fig. 35

**Figura 35.** Parámetros de los flujos del intercambiador

<i>Flujo</i>	<i>Temperatura (°F)</i>	<i>Presión (psig)</i>
<i>TEGR to Ex1</i>	136.2	48
<i>TEGP to Ex1</i>	248.4	36
<i>TEGR to Sep</i>	200	43
<i>TEG to Mix</i>	183.3	31

**3.2.13. Mezclador** Al mezclador Mix entra la corriente de TEG regenerado que sale del intercambiador a menos temperatura TEG to Mix y se mezcla con una nueva corriente de TEG (Make up), esto para suplir las pérdidas que se tiene de glicol puesto que siempre hay pérdidas por tubería. El Mix crea una nueva corriente TEGP to pump. Fig. 36

**Figura 36.** Condiciones Make Up TEG

<i>Flujo</i>	<i>Temperatura (°F)</i>	<i>Presión (psig)</i>	<i>Flujo Molar (MMSCFD)</i>
<i>Make Up</i>	104	31	0.015e-004

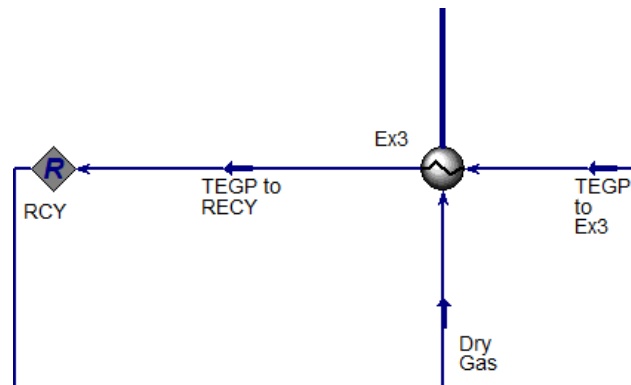
**3.2.14. Bomba** La corriente de TEGP to Pump entra a la bomba (Pump) con la finalidad de aumentar la presión que se perdió durante todo el proceso. La corriente ingresa a Pump con 31 psig y esta la aumenta a 1200 psig, la misma presión del gas de entrada (Gas Guajira). Fig. 37

**Figura 37.** Condiciones TEG to Pump

Flujo	Temperatura (°F)	Presión (psig)	Flujo Molar (MMSCFD)
TEGP to Ex3	178.6	1200	0.9301
TEGP to Pump	183.2	31	0.9301

**3.2.15. Intercambiador de calor Ex3** Este intercambiador igual que el anterior tiene como fin balancear las temperaturas. El DRY GAS tiene baja temperatura y lo que hace es un intercambio de calor con el flujo TEGP to Ex3 para que el flujo TEG to recycle llegue a 100° F, es la T que se ingresa en la entrada del absorbedor. Lo que hace el reciclo RCY-1 en este paso es hacer varias veces el proceso hasta que se den las condiciones exactas de entrada al contactor. Fig. 38 y 39

**Figura 38.** Intercambiador de calor con reciclo



**Figura 39.** Condiciones de Flujos

Flujo	Temperatura (°F)	Presión (psig)	Flujo Molar (MMSCFD)
TEGP to Ex3	178.6	1200	0.9301
TEGP to Recy	110	1195	0.9301
Dry Gas	101.9	1195	200

### 3.3. OPTIMIZACIÓN DE LA PLANTA DE DESHIDRATACIÓN

El parámetro más importante a la hora de evaluar la eficiencia del proceso de deshidratación con glicol es el contenido de agua en el gas de venta o el gas de salida de la contactora por lo cual se plantean y desarrollan tres casos de estudio para la optimización de la planta; ya que el flujo Gas to contactor presenta una cantidad de agua al rededor de 50,41 lb/MMSCF, cantidad exagerada en comparación con lo estipulado en los parámetros de venta de Gas Natural. Fig. 40

Figura 40. Contenido de agua en flujo Gas to contactor

Property	Value	Unit
Mass Heat of Vap.	192.5	[Btu/lb]
Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	
Surface Tension	<empty>	[dyne/cm]
Thermal Conductivity	2,500e-002	[Btu/hr-ft-F]
Viscosity	1,387e-002	[cP]
Cv (Semi-Ideal)	8,844	[Btu/lbmole-F]
Mass Cv (Semi-Ideal)	0,5409	[Btu/lb-F]
Cv	6,950	[Btu/lbmole-F]
Mass Cv	0,4251	[Btu/lb-F]
Cv (Ent. Method)	<empty>	[Btu/lbmole-F]
Mass Cv (Ent. Method)	<empty>	[Btu/lb-F]
Cp/Cv (Ent. Method)	<empty>	
Reid VP at 37.8 C	<empty>	[psig]
True VP at 37.8 C	<empty>	[psig]
Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond)	3,550e+007	[barrel/dz]
Viscosity Index	<empty>	
Water Content[Gas]	50.41	[lb/MMSCF]
Ideal Gas Cp/Cv	1,295	
Ideal Gas Cp	8,710	[Btu/lbmole-F]
Mass Ideal Gas Cp	0,5326	[Btu/lb-F]
Bubble Point Pressure	<empty>	[psig]

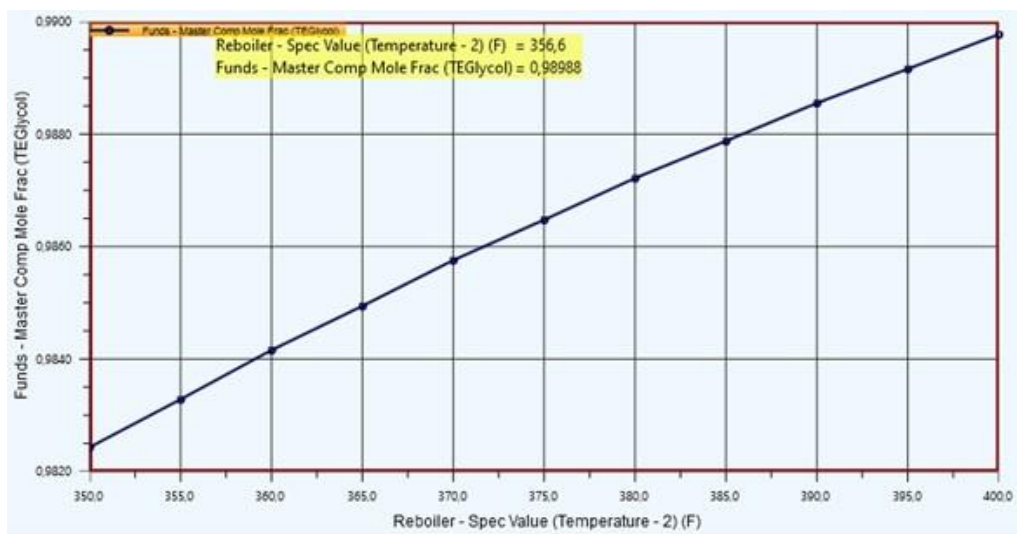
**3.3.1. Optimización Concentración TEG vs Temp.Rehervidor** Este caso de estudio se basa en la incidencia de la variación de la temperatura en el rehervidor en la pureza/concentración del flujo resultante denominado Funds, con un state de variación de temperatura cada 5°F con un inicio en 350°F y un limite dado por la temperatura de degradación del TEG de 400°F. Fig. 41

**Figura 41.** States de Temperatura e incidencia

State	Reboiler - Spec Value (Temperature - 2) [F]	Funds - Master Comp Mole Frac (TEGlycol)
State 1	350,0	0,9824
State 2	355,0	0,9833
State 3	360,0	0,9842
State 4	365,0	0,9849
State 5	370,0	0,9858
State 6	375,0	0,9865
State 7	380,0	0,9872
State 8	385,0	0,9879
State 9	390,0	0,9886
State 10	395,0	0,9892
State 11	400,0	0,9898

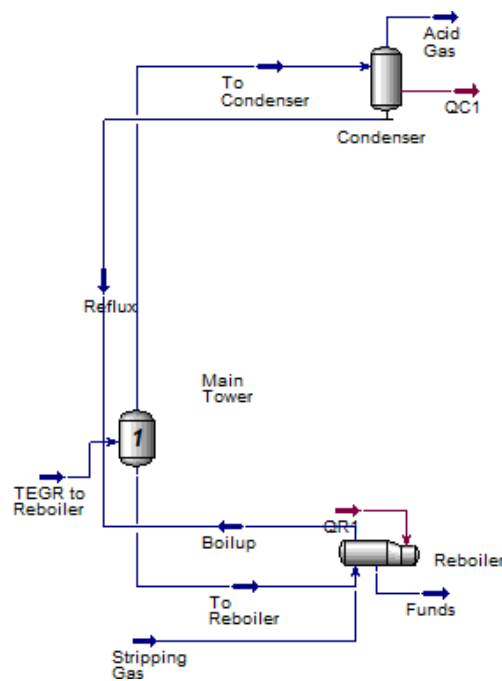
Como se evidencia en la figura 42 a mayor temperatura de operación en el rehervidor se obtiene una mayor calidad de Trietilenglicol lo que repercute directamente en la eficiencia de absorción de agua en el Gas Natural.

**Figura 42.** Tendencia de Calidad de Funds en relación con Temperatura



**3.3.2. Optimización Implementando Gas Stripping** En este segundo caso se realizará una implementación de Gas stripping que es una herramienta la cual permite suministrar Gas combustible o seco al Reboiler con el fin de mejorar la calidad del TEG, en este caso de estudio, es necesario utilizar gas stripping para llevar el gas de salida a menos de 6 Lb/MMSCF de agua. Fig 43.

**Figura 43.** Implementación Línea de Gas Stripping



El Gas stripping usado es el gas resultante de todo el proceso, denominado Sale Gas, se debe tener en cuenta que la máxima tasa de gas stripping es de 10 SCF/GALÓN TEG, utilizando la simulación del contactor en el software HYTEG se determinó un 99,2 por ciento de concentración de TEG por lo cual es necesario usar Gas de Stripping y siguiendo los parámetros estipulados en la literatura de que no se debe inyectar más de 10 SCF/GALÓN TEG se calculó la tasa máxima de inyección de gas stripping resultando en 0,4MMSCF. Fig. 44

**Figura 44.** Composición Gas Stripping

	Mole Fractions	Vapour Phase
Methane	0.9795	0.9795
Nitrogen	0.0151	0.0151
CO2	0.0017	0.0017
Ethane	0.0026	0.0026
Propane	0.0005	0.0005
i-Butane	0.0002	0.0002
n-Butane	0.0001	0.0001
i-Pentane	0.0001	0.0001
n-Pentane	0.0000	0.0000
n-Hexane	0.0001	0.0001
H2O	0.0001	0.0001
TEGlycol	0.0000	0.0000

Posteriormente de haber calculado la máxima tasa de inyección de Gas Stripping se procede a determinar los states para ver la variación en la cantidad de agua en el gas dispuesto para venta, con states de concentración de gas stripping cada 0,05 MMSCF Fig. 45

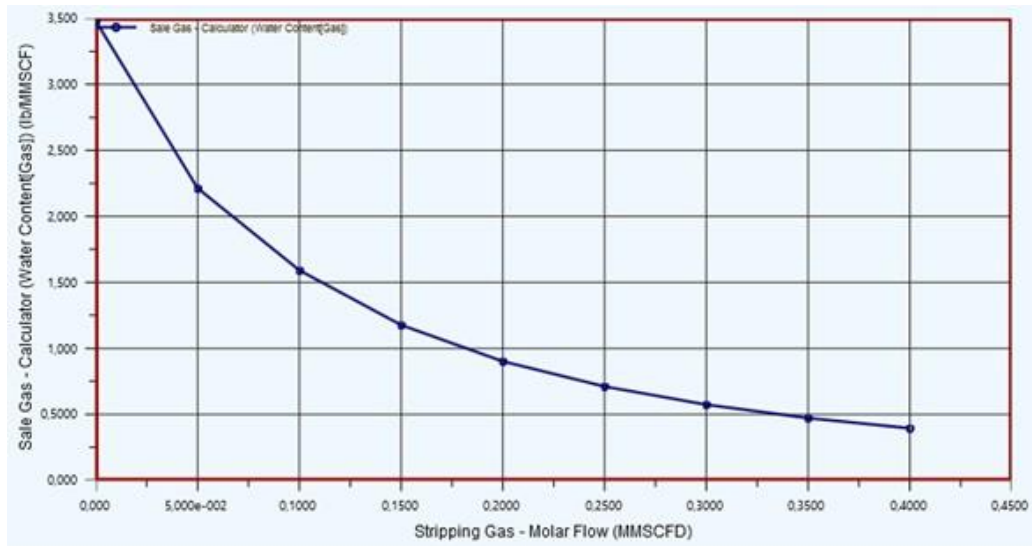
**Figura 45.** Variación en Cantidad de agua por State

State	Stripping Gas - Molar Flow [MMSCFD]	Sale Gas - Calculator (Water Content[Gas]) [lb/MMSCF]
State 1	0,0000	3,479
State 2	5,000e-002	2,213
State 3	0,1000	1,591
State 4	0,1500	1,177
State 5	0,2000	0,9009
State 6	0,2500	0,7104
State 7	0,3000	0,5732
State 8	0,3500	0,4714
State 9	0,4000	0,3940

Se evidencia que a mayor tasa de inyección de Gas Stripping se logra una mayor eficiencia

en la deshidratación del gas, pero debido a que el gas usado para este procedimiento es el gas dispuesto para la venta se debe entrar a un estudio económico para determinar la mejor tasa de inyección. Fig. 46

**Figura 46.** Contenido de Agua Vs Gas Strippling



**3.3.3. Optimización W.C. en Sale Gas vs Temp.Rehervidor** Uno de los parámetros de juicio a la eficiencia de una planta de deshidratación es sin duda la capacidad de retirar la mayor cantidad de agua (W.C.) en el flujo de Gas Natural dispuesto para la venta, por lo cual en este caso de estudio se observará la variación de contenido de agua ligada al cambio de temperatura en el rehervidor.

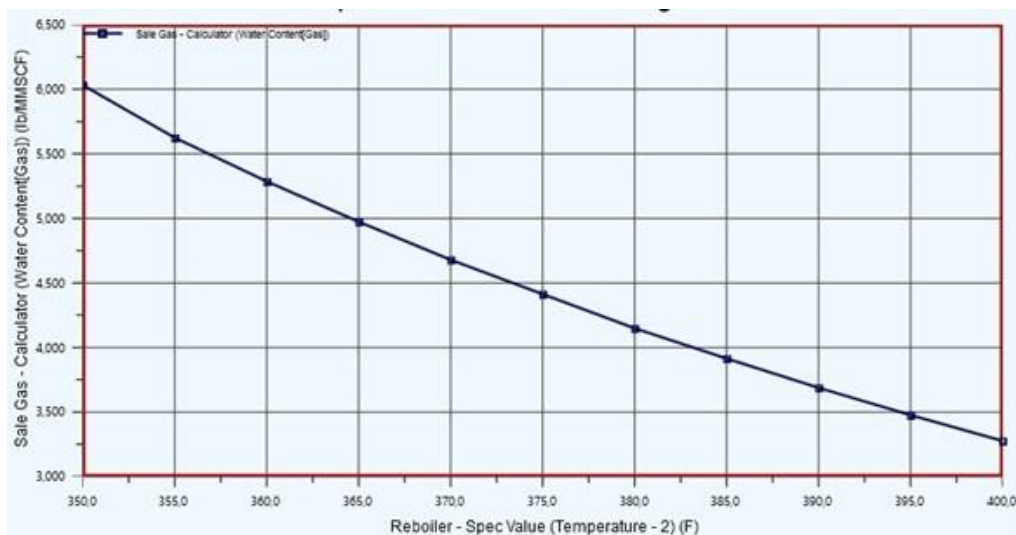
La temperatura en el equipo se varió con un state igual a la primera optimización, cada 5°F con un inicio en 350°F y con un limite de operación de 400°F que como se ha expuesto con anterioridad es la temperatura límite antes de que la degradación térmica del glicol se efectúe, de esta manera se expone a continuación los resultados de la incidencia debido a la variación de temperatura. Fig. 47

**Figura 47.** States de Temperatura e incidencia

State	Reboiler - Spec Value (Temperature - 2) [F]	Sale Gas - Calculator (Water Content[Gas]) [lb/MMSCF]
State 1	350,0	6,032
State 2	355,0	5,625
State 3	360,0	5,286
State 4	365,0	4,973
State 5	370,0	4,678
State 6	375,0	4,413
State 7	380,0	4,148
State 8	385,0	3,914
State 9	390,0	3,687
State 10	395,0	3,476
State 11	400,0	3,275

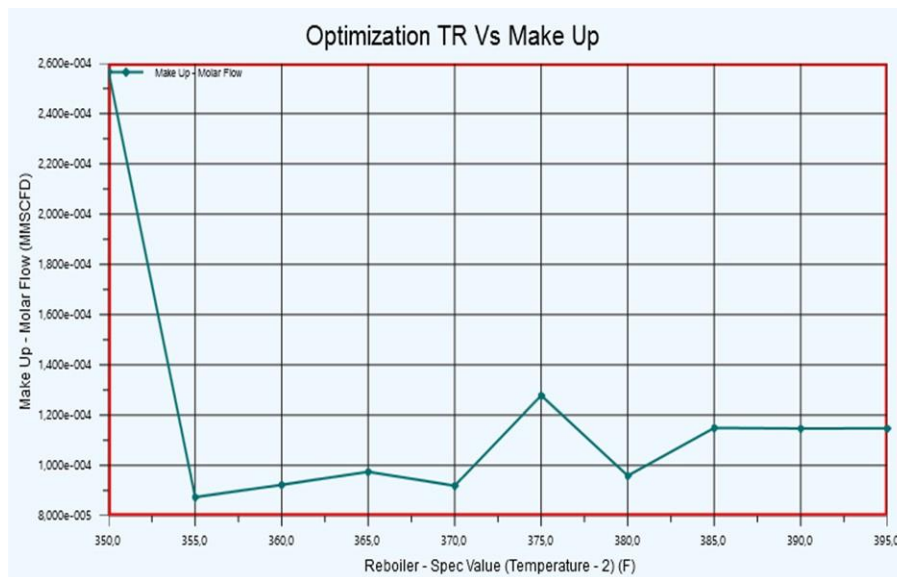
En este tercer caso de estudio se corrobora que un de las variables más incidente en el proceso y eficiencia de deshidratación de Gas Natural es la Temperatura en el rehervidor ya que así se evidencia en la simulación y se expresa en la figura 44 donde se ve que a mayor temperatura de regeneración del TEG se obtiene una menor cantidad de agua en el flujo dispuesto para venta. Fig. 48

**Figura 48.** Variación en W.C. a diferentes Temperaturas



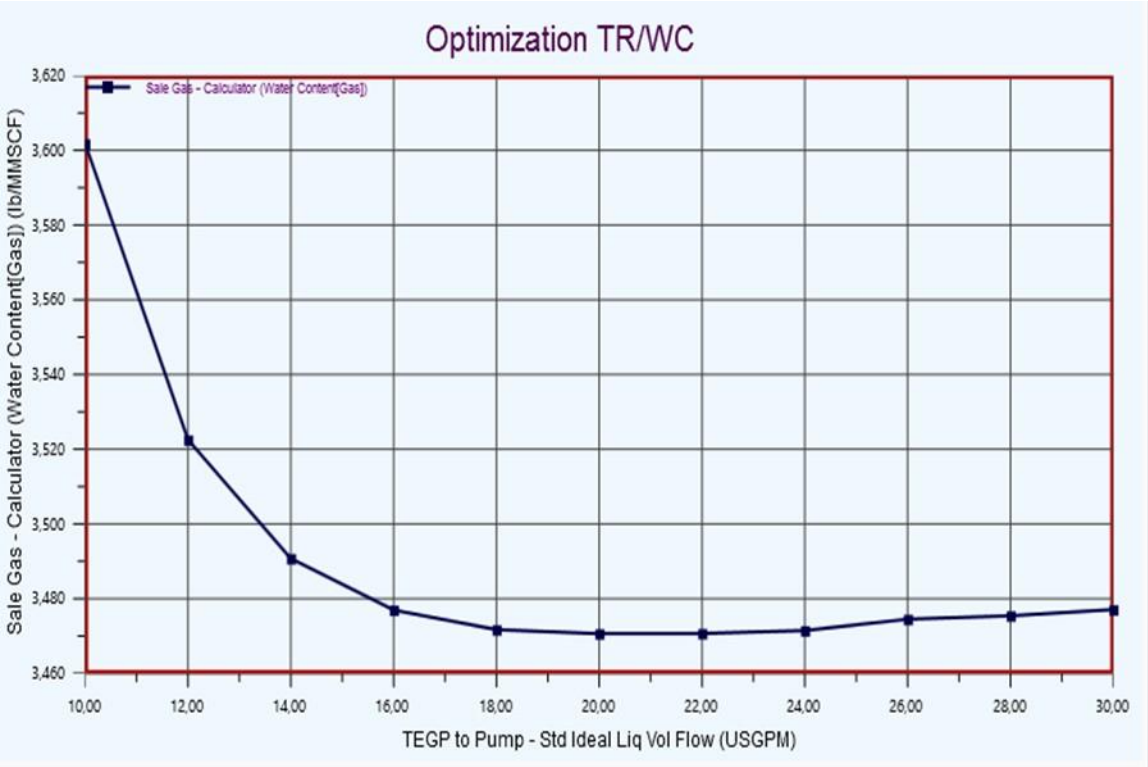
**3.3.4. Optimización Temp.Rehervidor Vs Make up** Esta sección del desarrollo de la planta de deshidratación se plantea la implementación de una línea de flujo Make up, la cual tiene como función ser una opción de regulación para la planta en caso de presentar problemas operativos tanto como lo son los daños de tuberías, poca generación de temperatura en el rehervidor afectando en la concentración de TEG; de esta manera se estudió la cantidad de Gas inyectada por la línea Make up dependiendo del comportamiento de la temperatura Fig. 49

**Figura 49.** Comportamiento de la línea Make Up según la Temperatura



Puede observarse en la gráfica anterior que a medida que la temperatura del reboiler disminuye, la cantidad de flujo de reposición aumenta con el fin de contrarrestar el déficit de pureza del Tietilenglicol ya que este debe llegar con una alta concentración al contactor para realizar el proceso de deshidratación de forma eficiente; claramente ese volumen de Gas inyectado por la línea Make Up está sujeta a los límites económicos viables que cada empresa estipule y también la capacidad de trabajo en volumen de la planta ya que se evidencia de que entre mayor sea la tasa de circulación de TEG por cada Millón de pies cúbicos estándar de gas, mayor será la remoción así como se expresa en la siguiente gráfica. Fig. 50

Figura 50. Comportamiento de W.C. dependiendo de Tasa de Circulación



#### **4. CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS**

- Los equipos de la planta deshidratadora de gas natural cumplieron con el fin, llevar el contenido de agua a un valor igual o menor a 6lb/MMSCFD que es lo establecido por los entes competentes de calidad y transporte de gas. Exaltando qué se logró una deshidratación tan viable y se obtuvo como cantidad de agua máxima en el gas de venta 4lb/MMSCFD, 2lb/MMSCFD por debajo de lo indicado por la norma.
- La concentración de glicol es una de las variables más importantes para la deshidratación del gas natural, gracias a esta concentración se puede estimar el contenido de agua en el gas de venta.
- El cambio de temperatura en el rehervidor cambia la pureza del TEG regenerado, a mayor temperatura, mayor pureza, teniendo como límite la temperatura de degradación del desecante líquido.
- Otro parámetro afectado por el cambio de temperatura en el rehervidor es el contenido de agua en el gas de salida, puesto que la temperatura altera la pureza del TEG, entre más puro sea el Trietilenglicol más contenido de agua absorberá.
- La implementación de software junto con la simulación de procesos se ha convertido en parte fundamental en la planeación y desarrollo de operaciones en la industria de Oil Gas, gracias a que le facilita a los ingenieros y operarios tomar decisiones y estudiar a detalle los proyectos, disminuyendo la incertidumbre y sin representar una gran repercusión económica.

## **5. RECOMENDACIONES**

- Se recomienda deshidratar un gas dulce, puesto que el gas ácido puede generar en las tuberías y en los equipos de la planta de deshidratación de gas problemas en el manejo de procesamiento del gas, corrosión, olores perniciosos, emisiones de compuestos causantes de lluvia ácida, entre otros.
- El gas TEG pobre que entra a la torre contactora debe estar entre 10-20° por encima de la temperatura del gas de entrada.
- Se debe tener claro el límite de temperatura en el regenerador para que este no degrade el Trietilenglicol generando pérdidas del descante líquido.
- Para mayor seguridad se recomienda tener dos bombas por si la primera falla, para que el glicol pueda culminar el ciclo.

## BIBLIOGRAFÍA

AGULERA- GONZALEZ, ELSA NADIA, JULIA MARÍA ORTIZ REYES y MARÍA ESTHER SÁNCHEZ CASTRO. “Adsorbentes para la deshidratación de gas húmedo dulce: avances y tendencias”. En: *Tecnología Química* 33.1 (2013), págs. 59-78 (vid. pág. 32).

ALVAREZ CHICA, JEAN NICOLAY y JAIRO BRAYAN PORRAS RODRIGUEZ. “Evaluación Técnica De Los Procesos Drizo, Cold Finger E Inyección De Gas Stripping Para La Regeneración Del Trietilenglicol (Teg) En Plantas De Deshidratación Del Gas Natural.” Tesis doct. Universidad Industrial de Santander, Escuela De Ing. De Petróleos, 2016 (vid. pág. 39).

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

BAISSAC, ROBERTO y RICARDO HEFFNER. “Optimización de Planta de Deshidratación de Gas mediante el uso de Glicol”. B.S. thesis. Universidad Nacional del Comahue. Facultad de Ingeniería, 2019 (vid. pág. 36).

BRUCART, ENRIQUE BORRÁS. *El Gas Natural*. Reverte, 1982 (vid. pág. 19).

CABALLERO, CARLOS y DAVID REINSTEIN. “Obstáculos para el desarrollo del gas natural en Colombia”. En: (2003) (vid. pág. 27).

CARRILLO, Br GUSTAVO y P GUERRERO. “Cálculo de propiedades del gas natural”. En: *Trabajo Especial de Grado para optar por el título de Ingeniero Químico*, Universidad Rafael Urdaneta, Maracaibo, Venezuela (2013) (vid. pág. 30).

DEL GAS, ESPECIFICACIONES DE CALIDAD. “G26”. En: () (vid. págs. 10, 29).

DUDLEY, BOB y COL. “BP statistical review of world energy”. En: *BP Statistical Review, London, UK, accessed Aug 6* (2018), pág. 2018 (vid. pág. 20).

ERDMANN, ELEONORA y COL. “Análisis de sensibilidad por simulación del proceso de deshidratación de una planta de acondicionamiento de gas natural.” En: *Avances en ciencias e Ingeniería* 3.3 (2012), págs. 119-130 (vid. págs. 45, 46).

FREILE CUADROS, DANIEL AGUSTÍN y TEDYS ELOY ZAMBRANO CLAVIJO. “Análisis del proceso de captación, transportación, separación, compresión y tratamiento del gas natural para obtención de gasolina natural en los campos petroleros Gustavo Galindo Velasco”. B.S. thesis. 2009 (vid. pág. 18).

GONZÁLEZ, MILKO. “¿ La era del gas?” En: *Revista Venezolana de Análisis de Coyuntura* 7.2 (2001), págs. 239-256 (vid. pág. 25).

GUERRERO SUAREZ, FERNANDO y FERNANDO LLANO CAMACHO. “Gas natural en colombia-gas esp”. En: *Estudios Gerenciales* 19.87 (2003), págs. 115-146 (vid. pág. 24).

LEMUS MALDONADO, MARÍA ISABEL y LUIS CUEVAS MALDONADO. “Deshidratación de gas natural por absorcion”. Tesis doct. 2014 (vid. pág. 33).

LÓPEZGAJARDO, MARIANA FERNANDA. “DISEÑO DE UN SISTEMA DE PRE-MEZCLA E INYECCIÓN DE BIOGÁS CON GAS NATURAL PARA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA”. En: (2016) (vid. pág. 35).

MARTINEZ, NELSON LEONARDO. “DISEÑO DE UNA PLANTA PARA EL PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL PROVENIENTE DE LOS YACIMIENTOS OFFSHORE DEL CARIBE COLOMBIANO.” En: (2019) (vid. pág. 38).

MORALES, GRACIELA DEL VALLE y COL. “Simulación del Proceso de Endulzamiento de Gas Natural”. En: *Información tecnológica* 16.6 (2005), págs. 33-36 (vid. pág. 32).

MUÑOZ LUNA, JERRY JACK. “Optimización en el proceso de deshidratación del gas natural con TEG (trietilenglicol) en la planta de gas año 2010”. B.S. thesis. UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL. FACULTAD: CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, 2011 (vid. págs. 14, 19).

PEÑA PIARPUSAN, ANDRÉS ESTEBAN y ARNOLD SALAZAR ESTEVEZ. “Desarrollo De Un Software Didactico Para El Diseno De Plantas De Deshidratacion De Gas Natural Con Trietilenglicol (Teg).” Te- sis doct. Universidad Industrial de Santander, Escuela De Ing. De Petroleos, 2016 (vid. págs. 15, 16).

QUINTERO, S y COL. “Evaluación de la reubicación de la planta deshidratadora de gas a la succión de los equipos de compresión de gas de la planta DEPE, del Distrito San Tomé, PDVSA”. Tesis doct. Universidad de Oriente, 2009 (vid. pág. 44).

RAMÍREZ, JUAN SEBASTIAN FERNANDEZ y NATALY TATIANA TOVAR CANTOR. “Spreadsheet: Una poderosa herramienta dentro de Aspen HYSYS”. En: () (vid. pág. 45).

REBOLLAR PEREZ, GEORGETTE, EMILIE CARRETIER y PHILIPPE MOULIN. “Aplicaciones de la permeación de vapor: el tratamiento de compuestos orgánicos volátiles de origen antropogénico”. En: *Revista mexicana de ingeniería química* 9.1 (2010), págs. 67-77 (vid. pág. 36).

RIBÓN, HELENA MARGARITA, NICOLÁS SANTOS SANTOS y OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO. “Métodos de deshidratación de gas natural”. En: *Fuentes, el reventón energético* 8.2 (2010) (vid. págs. 33-37, 44).

RINCÓN, MELVIN DURAN y EDGAR FERNANDO CASTILLO MONROY. “APLICACIÓN DE ESQUEMAS DE CONTROL AVANZADOS EN EL PROCESO DE

DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL.” En: *Scientia et technica* 1.24 (2004), págs. 239-244 (vid. pág. 34).

RODRIGUEZ BORBOR, ANÍBAL ROBERTO y JIMMY JAVIER FIGUEROA ORAALA. “Evaluación de desempeño de plantas deshidratadoras del gas proveniente de pozos Off-Shore a condiciones de operación por debajo de las de diseño.” B.S. thesis. La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena, 2017., 2017 (vid. págs. 15, 27).

ROJAS SOLÍS, AZUCENA DE LAS NIEVES. “Estudio y optimización del sistema de deshidratación del Gas Natural con trietilen glicol (TEG) en la planta de procesamiento de gas Malvinas”. En: (2006) (vid. pág. 41).

SAAVEDRA, NÉSTOR FERNANDO y FAVIO YOVANY JIMÉNEZ INOCENCIO. “Necesidades de Innovación y Tecnología para la industria de petróleo y gas en Colombia”. En: *Revista de ingeniería* 40 (2014), págs. 50-56 (vid. pág. 25).

SM MOTHÉ, ELIZABETH de y col. “8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS”. En: () (vid. pág. 28).

VASQUEZ, HERNÁN. “La historia del petróleo en Colombia”. En: *Revista Universidad EAFIT* 30.93 (1994), págs. 99-109 (vid. pág. 23).