

Evaluación del Efecto Generado por el Uso de Trietilenglicol (TEG) y el Tetraetilenglicol (TREG) en Plantas de Deshidratación de Gas Natural sobre la Producción de Gases Efecto Invernadero.

Michael Steven Muñoz Ortiz

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Manuel Enrique Cabarcas Simancas

Magister en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2023

Dedicatoria

Dedico este proyecto de grado a todos aquellos que han sido mi fuente de inspiración, apoyo inquebrantable y guía en mi camino hacia la obtención de mi título como ingeniero de petróleos:

Principalmente a Dios, por permitirme alcanzar este sueño, por ser mi guía y fortaleza espiritual durante este viaje académico.

A mi mami Yaneth, por ser el pilar de mi vida y la razón de este logro. Todo lo que he alcanzado es gracias a su amor, apoyo inquebrantable y sacrificio.

A mi hermana Sami, quien ha sido una constante fuente de motivación y apoyo.

A mis abuelos, Uriel y Hermencia, quienes siempre han sido un pilar en mi vida, brindándome su amor y sabios consejos a lo largo de los años.

A mis tíos, que de una u otra manera siempre me han apoyado y contribuido a mi crecimiento como persona.

A Indira, Carlos y Andrés, quienes a lo largo de este camino siempre estuvieron a mi lado para brindarme su amistad incondicional y apoyo constante.

A cada uno de ustedes, mi familia, amigos y profesores les dedico este logro con profundo agradecimiento y cariño. Gracias por ser parte de este viaje y por compartir este logro conmigo.

Michael Steven Muñoz Ortiz

Agradecimientos

El autor de este trabajo desea expresar su sincero agradecimiento a:

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por su contribución a mi formación profesional y personal. Gracias por permitirme conocer grandes personas, experiencias y oportunidades que han enriquecido mi vida.

Al Ingeniero Manuel Enrique Cabarcas Simancas, director de este proyecto, le agradezco por brindarme la oportunidad y la confianza para llevar a cabo esta investigación.

A cada uno de los docentes que durante todo este tiempo me brindaron sus conocimientos, les estoy agradecido por su dedicación y enseñanzas que han contribuido a mi desarrollo académico y personal.

Contenido

	Pág.
Introducción	10
1. Objetivos	11
1.1 Objetivo General	11
1.2 Objetivos Específicos.....	11
2. Gases efecto invernadero (GEI).....	12
2.1 Definición y Tipos de GEI.....	12
2.2 Fuentes de Emisión de GEI.....	13
2.3 Impacto Ambiental de los GEI	14
2.4 Compromisos y Límites de Emisión en Colombia	15
3. Compuestos BTEX	16
3.1 Definición y Efectos en la Salud Humana	16
3.2 Emisiones de BTEX en la Industria del Petróleo.....	17
4. Deshidratación de Gas Natural	18
4.1 Definición	18
4.2 Procesos de Deshidratación	19
4.2.1 Tamices Moleculares	19
4.2.2 Enfriamiento y Condensación.....	20
4.2.3 Membranas.....	22
4.2.4 Glicoles	23
4.2.4.1 Trietilenglicol (TEG).	24

4.2.4.2 Tetraetilenglicol (TREG).....	25
5. Simuladores.....	27
5.2 Método Peng-Robinson (PR).....	28
5.3 Simulación de Plantas de Deshidratación de Gas Natural.....	29
6. Metodología.....	30
6.1 Componentes de Simulación.....	30
6.1.1 Etapa de Absorción.....	31
6.1.2 Etapa de Regeneración.....	32
6.1.3 Circulación del Gas.....	33
6.1.4 Circulación del Glicol.....	34
6.2 Datos de Entrada.....	34
6.3 Esquema.....	37
6.4 Casos Simulados.....	39
7. Resultados y Análisis.....	40
7.1 Resultados.....	40
7.2 Análisis de Resultados.....	47
8. Conclusiones.....	49
9. Recomendaciones.....	51
Referencias Bibliográficas.....	52

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Propiedades físicas del TEG</i>	25
Tabla 2. <i>Propiedades físicas del TREG</i>	26
Tabla 3. <i>Propiedades físicas glicoles</i>	35
Tabla 4. <i>Cromatografía extendida gas de entrada</i>	35
Tabla 5. <i>Condiciones iniciales gas de entrada</i>	37
Tabla 6. <i>Condiciones de operación del contactor</i>	37
Tabla 7. <i>Niveles de variación para el análisis de sensibilidad</i>	39

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. <i>Diagrama de flujo planta de deshidratación de gas natral usando glicoles</i>	31
Figura 2. <i>Torre contactora etapa de absorción</i>	32
Figura 3. <i>Regenerador etapa de regeneración</i>	33
Figura 4. <i>Diagrama planta de deshidratación de gas simulada en Hysys</i>	38
Figura 5. <i>Contenido de agua en el gas vs. Tasa de circulación de TEG. Con variaciones en el número de platos de la torre contactora</i>	40
Figura 6. <i>Contenido de agua en el gas de ventas vs Tasa de circulación de glicol. con 6 platos en la torre contactora</i>	41
Figura 7. <i>Contenido de agua en el gas de ventas vs. Tasa de circulación de TEG. Con variaciones en la temperatura del rehervidor</i>	41
Figura 8. <i>Contenido de agua en el gas de ventas vs. Tasa de circulación de TREG. Con variaciones en la temperatura del rehervidor</i>	42
Figura 9. <i>Contenido de agua en el gas de ventas vs. Temperatura del gas a la entrada del contactor. Para TEG y TREG</i>	43
Figura 10. <i>Porcentaje de absorción en el glicol de Componentes BTEX</i>	43
Figura 11. <i>Porcentaje de absorción en el glicol de CO2</i>	44
Figura 12. <i>Porcentaje de emisión de BTEX y GEI en la corriente de salida en la columna still</i> . 45	
Figura 13. <i>Porcentaje de reducción de las emisiones de GEI y BTEX</i>	46
Figura 14. <i>Envolventes de fase del gas de ventas</i>	47

Resumen

Título: Evaluación del efecto generado por el uso de Trietilenglicol (TEG) y el Tetraetilenglicol (TREG) en plantas de deshidratación de gas natural sobre la producción de gases efecto invernadero.*

Autor: Michael Steven Muñoz Ortiz.**

Palabras Clave: Deshidratación, Glicol, TEG, TREG, BTEX, GEI

Descripción

Durante el proceso de deshidratación del gas natural, una gran cantidad de los componentes absorbidos por el glicol son expulsados al medio ambiente en conjunto con el vapor de agua por la parte superior del regenerador. Dentro de estos compuestos se encuentran diferentes sustancias que hacen parte de los llamados gases efecto invernadero (GEI). Estos gases están asociados a diferentes fenómenos ambientales y un sin número de problemas de salud, debido a los altos niveles de contaminación que producen. Entre las oportunidades tecnológicas que se han implementado para mitigar este fenómeno resalta la deshidratación de gas por absorción, esta técnica implementa diferentes tipos de glicol con el fin de deshidratar el gas natural y absorber los compontes BTEX.

Este proyecto de investigación evalúa el impacto que genera el Tetraetilenglicol y el Trietilenglicol en la generación de gases de efecto invernadero en plantas de deshidratación de gas natural, teniendo en cuentas algunas condiciones operativas, como temperatura de entrada del gas, temperatura del rehervidor, tasa de circulación del glicol y el glicol utilizado, y considerando los requerimientos solicitados por la CREG en cuanto a la deshidratación del gas.

El proyecto de investigación se divide en tres etapas, inicialmente se realiza un revisión bibliográfica del funcionamiento de plantas de deshidratación de gas natural con uso de glicoles, las propiedades fisicoquímicas y el comportamiento termodinámico de los glicoles, posteriormente se realizan diversas simulaciones numéricas mediante el software Hysys contemplando una serie de parámetros, criterios técnicos y operativos necesarios para realizar este proceso, y finalmente se realiza una cuantificación de la producción de gases de efecto invernadero considerando el tipo de solvente y la sensibilidad de las diferentes variables utilizadas en el proceso, evidenciando que el Tetraetilenglicol logra reducir los GEI en mayor proporción.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petroleros. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas Magister en Ingeniería Química.

Abstract

Title: Evaluation of the effect generated using Tri ethylene Glycol (TEG) and Tetra ethylene Glycol (TREG) in natural gas dehydration plants on the production of greenhouse gases.*

Author: Michael Steven Muñoz Ortiz.**

Key Words: Dehydration, Glycol, TEG, TREG, BTEX, GEI

Description

During the natural gas dehydration process, a large amount of the components absorbed by the glycol are expelled into the environment together with water vapor through the upper part of the regenerator. Within these compounds there are different substances that are part of the so-called greenhouse gases (GHG). These gases are associated with different environmental phenomenon and a number of health problems, due to the high levels of pollution they produce. Among the technological opportunities that have been implemented to mitigate this phenomenon, gas dehydration by absorption stands out. This technique implements different types of glycols to dehydrate the natural gas and absorb the BTEX components.

This research project evaluates the impact generated by Tetra ethylene Glycol and Tri ethylene Glycol on the generation of greenhouse gases in natural gas dehydration plants, considering some operating conditions, such as gas inlet temperature, reboiler temperature, circulation of the glycol and the glycol used, and considering the requirements requested by the CREG regarding gas dehydration.

The research project is divided into three stages, initially a bibliographic review of the operation of natural gas dehydration plants using glycols, the physicochemical properties and the thermodynamic behavior of the glycols is carried out, subsequently various numerical simulations are carried out using the software Hysys contemplating a series of parameters, technical and operational criteria necessary to carry out this process, and finally a quantification of the production of greenhouse gases is carried out considering the type of solvent and the sensitivity of the different variables used in the process, evidencing that Tetra ethylene glycol manages to reduce GHGs to a greater extent.

* Degree Work

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas Master in Chemical Engineering.

Introducción

Según el IPPC (informe del panel intergubernamental de expertos en el cambio climático) aproximadamente entre el 30% y 50% del aumento de temperatura global se debe al metano. Las principales fuentes emisoras de este gas están asociadas a la agricultura y la industria petrolera, especialmente áreas que están relacionadas con el transporte, uso y producción del gas natural.

A partir del año 2008, se ha evidenciado un aumento significativo en las emisiones de metano CH₄ que los expertos vinculan a la industria del petróleo, precisamente durante el 2009 se alcanzaron niveles de emisiones que duplicaron a los registrados durante la era preindustrial (Arenea, Domínguez y Perugachi; 2012).

Uno de los principales problemas que presentan las emisiones del metano, está asociada al nivel de calentamiento que puede llegar a experimentar, se reporta que en un periodo cercano a los 100 años puede registrar un calentamiento entre 34 veces más que el CO₂, si se logrará mitigar estas emisiones, se habla de limitar el calentamiento global hasta en 0.3 grados al año 2040.

Como parte de la solución a esta problemática mundial, se han implementado diferentes métodos que permiten mitigar los efectos de estas emisiones a la atmósfera, entre ellos se encuentra el uso de glicoles como el TEG y TREG. Los glicoles son alcoholes múltiples, es decir, son compuestos químicos, los cuales presentan muchas características afines con el agua. Precisamente estos líquidos tienen la capacidad de absorber agua, debido a que son sustancias altamente higroscópicas, los cuales presentan importantes características: No solidifican en soluciones concentradas, no corrosivos, no forman precipitados con hidrocarburos, insolubles en hidrocarburos, estables en presencia de CO₂, H₂S (Arenea, Domínguez y Perugachi; 2012).

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar el efecto generado por el uso de Trietilenglicol (TEG) y el Tetraetilenglicol (TREG) en plantas de deshidratación de gas natural sobre la producción de gases efecto invernadero.

1.2 Objetivos Específicos

Realizar una revisión bibliográfica en cuanto al funcionamiento de las plantas de deshidratación de gas natural con uso de glicoles.

Realizar un análisis de las propiedades fisicoquímicas y del comportamiento termodinámico del TEG y TREG con base en la información reportada en la literatura.

Construir el modelo de simulación numérica en Hysys de una planta típica de deshidratación de gas natural para evaluar el desempeño de los solventes TEG y TREG en la producción de gases efecto invernadero.

Cuantificar la producción de gases efecto invernadero teniendo en cuenta el tipo de solvente y la sensibilidad de las diferentes variables de proceso que intervienen en la deshidratación de gas natural.

2. Gases efecto invernadero (GEI)

2.1 Definición y Tipos de GEI

Los gases de efecto invernadero (GEI) o gases de invernadero son los componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropógenos, que absorben y emiten radiación en determinadas longitudes de onda del espectro de radiación infrarroja emitido por la superficie de la tierra, la atmósfera y las nubes. Esta propiedad produce el efecto invernadero (IDEAM, 2007, p.39).

El efecto invernadero es un fenómeno natural que mantiene la temperatura de la Tierra en un rango adecuado para la vida. Sin embargo, la actividad humana ha aumentado significativamente la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera, como el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄) y el óxido nitroso (N₂O), lo que ha llevado a un aumento en la temperatura global promedio conocido como calentamiento global (IPCC, 2013).

En la atmósfera de la Tierra, los principales GEI son el vapor de agua (H₂O), el dióxido de carbono (CO₂), el óxido nitroso (N₂O), el metano (CH₄) y ozono (O₃). Hay además en la atmósfera una serie de GEI creados íntegramente por el ser humano, como los halocarbonos y otras sustancias con contenido de cloro y bromo, regulados por el Protocolo de Montreal como el hexafluoruro de azufre (SF₆), los hidrofluorocarbonos (HFC) y los perfluorocarbonos (PFC). Están clasificados en directos e indirectos (IDEAM, 2007, p.39).

El CO₂ es el gas de efecto invernadero más común y se libera en grandes cantidades a través de la quema de combustibles fósiles y la deforestación. El CH₄ es un gas de efecto invernadero más potente que el CO₂ y se produce por la agricultura, la gestión de residuos y la extracción de combustibles fósiles. El N₂O es un gas de efecto invernadero menos común, pero

mucho más potente que el CO₂, y se produce principalmente por la agricultura y la industria química (EPA, 2022).

El aumento en la concentración de gases de efecto invernadero ha llevado a un aumento en la temperatura global promedio, lo que a su vez ha provocado cambios en los patrones climáticos, el aumento del nivel del mar y la acidificación de los océanos. Estos efectos tienen implicaciones significativas para la seguridad alimentaria, la salud humana, la biodiversidad y la economía global (IPCC, 2018).

La mitigación del cambio climático requiere la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Esto se puede lograr mediante la adopción de prácticas sostenibles en la agricultura, la gestión de residuos y el transporte, así como la transición a fuentes de energía más limpias, como la energía solar y eólica. La mitigación también puede lograrse a través de la captura y almacenamiento de carbono y la reforestación (IPCC, 2014).

2.2 Fuentes de Emisión de GEI

La industria petrolera es uno de los principales emisores de gases de efecto invernadero (GEI) en todo el mundo, principalmente debido a la producción, el transporte y el uso de combustibles fósiles. La emisión de GEI en la industria petrolera se produce en varias etapas, incluyendo la exploración y producción de petróleo y gas, el procesamiento y refinación de petróleo, y el transporte y uso final de combustibles (IEA, 2021).

La emisión de GEI en la industria petrolera se debe principalmente a la liberación de dióxido de carbono (CO₂) y metano (CH₄). La liberación de CO₂ se produce principalmente durante la combustión de combustibles fósiles para producir energía, mientras que la liberación de CH₄ se produce durante la producción y el transporte de petróleo y gas, así como durante la extracción de gas natural (IPCC, 2019).

Además, la industria petrolera también emite óxido nitroso (N₂O) y gases fluorados (HFC, PFC y SF₆), que también son gases de efecto invernadero y tienen un impacto significativo en el cambio climático (IEA, 2021).

La emisión de GEI en la industria petrolera tiene consecuencias significativas para el medio ambiente y la salud humana. El cambio climático provocado por la emisión de GEI ha llevado a un aumento en la temperatura global, un cambio en los patrones climáticos y un aumento en el nivel del mar. La emisión de GEI también contribuye a la contaminación del aire y la calidad del aire, lo que tiene implicaciones para la salud humana (IPCC, 2018).

La mitigación de la emisión de GEI en la industria petrolera es crucial para abordar el cambio climático. Las estrategias de mitigación incluyen la mejora de la eficiencia energética, el uso de tecnologías de combustión más limpias, la captura y almacenamiento de carbono, la reducción de la quema de gas natural, la mejora de la gestión de fugas y la promoción de fuentes de energía renovable (IEA, 2021).

2.3 Impacto Ambiental de los GEI

Los valores numéricos de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por la industria petrolera varían según la fuente de información y la metodología utilizada para su medición. Sin embargo, aquí hay algunos datos disponibles:

A nivel mundial, según el informe del IPCC de 2014, las emisiones de CO₂ de la industria petrolera representaron alrededor del 12% de las emisiones totales de GEI (IPCC, 2014). Según un informe del Banco Mundial de 2019, las emisiones de GEI de la industria petrolera y del gas natural representaron alrededor del 15% de las emisiones globales totales de CO₂

En Colombia, según el informe de 2019 de la Iniciativa Climática de México, las emisiones de GEI de la industria petrolera y del gas natural representaron alrededor del 20% de las emisiones

totales de GEI del país (ICM, 2019). Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia, en 2019, las emisiones de CO₂ por la producción de petróleo en Colombia fueron de aproximadamente 63,4 millones de toneladas, mientras que las emisiones de metano fueron de aproximadamente 450.000 toneladas (ANH, 2019).

Es importante tener en cuenta que estos números son solo estimaciones y pueden variar dependiendo de los diferentes informes y metodologías utilizadas para medir las emisiones de GEI. Además, es posible que los números de emisiones cambien a medida que se implementan nuevas políticas y tecnologías para reducir la huella de carbono en la industria petrolera.

2.4 Compromisos y Límites de Emisión en Colombia

En Colombia, al igual que en el resto del mundo, la emisión de GEI es un problema ambiental y económico significativo (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS, 2018).

En Colombia, según el Tercer Informe de Actualización Nacional de Cambio Climático, publicado en 2018, las principales fuentes de emisiones de GEI son la generación de energía (32%), la agricultura, ganadería y cambio de uso de la tierra (25%), el transporte (12%) y la industria (10%). Los principales gases emitidos son dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O) (MADS, 2018).

Para hacer frente a este problema, Colombia ha establecido políticas y estrategias para reducir las emisiones de GEI. En 2015, el país presentó su Contribución Nacionalmente Determinada (NDC, por sus siglas en inglés) como parte del Acuerdo de París, comprometiéndose a reducir las emisiones de GEI en un 20% para 2030, en comparación con los niveles proyectados (MADS, 2018).

Además, en Colombia se ha establecido un marco normativo para regular las emisiones de GEI. La Ley 1753 de 2015 que crea el Registro Nacional de Reducción de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (RENARE), la ley 1931 de 2018 que establecen directrices para la gestión del cambio climático y la ley 2169 de 2021 que establece la obligatoriedad de realizar inventarios de emisiones de GEI en empresas y entidades públicas que cumplan con ciertos umbrales de emisión, así como la implementación de medidas para reducir estas emisiones.

3. Compuestos BTEX

3.1 Definición y Efectos en la Salud Humana

Los compuestos BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xileno) son hidrocarburos aromáticos que se encuentran comúnmente en el petróleo crudo y sus productos derivados, como la gasolina y los solventes industriales. Estos compuestos son considerados contaminantes ambientales debido a su toxicidad y potencial para causar efectos adversos en la salud humana (Agency for Toxic Substances and Disease Registry - ATSDR, 2019).

El benceno es uno de los compuestos BTEX más estudiados y preocupantes debido a su alta toxicidad y carcinogenicidad. Se ha demostrado que la exposición crónica al benceno puede causar enfermedades como la leucemia y otros trastornos hematológicos (ATSDR, 2019). Además del benceno, el tolueno, el etilbenceno y los xilenos también presentan riesgos para la salud humana y el medio ambiente.

La liberación de los compuestos BTEX al medio ambiente puede ocurrir durante la extracción, producción y transporte de petróleo, así como durante el almacenamiento y uso de productos derivados del petróleo. Las fuentes comunes de contaminación por BTEX incluyen

fugas de tanques de almacenamiento, derrames de combustible, escapes de gases de escape de vehículos y emisiones de procesos industriales (ATSDR, 2019).

La exposición humana a los compuestos BTEX puede ocurrir a través de la inhalación de vapores contaminados, la absorción dérmica y la ingestión de agua o alimentos contaminados. Los efectos en la salud humana pueden variar dependiendo de la duración y el nivel de exposición, así como de factores individuales como la edad, el estado de salud y la susceptibilidad genética (ATSDR, 2019).

Para mitigar los riesgos asociados con los compuestos BTEX, se han establecido regulaciones y estándares ambientales en muchos países. Estas regulaciones limitan las emisiones y la concentración de BTEX en el aire, el agua y el suelo, y promueven prácticas de gestión adecuadas para prevenir la contaminación (Environmental Protection Agency - EPA, 2021).

3.2 Emisiones de BTEX en la Industria del Petróleo

En Colombia, la industria petrolera ha sido una de las principales fuentes de emisiones de BTEX en el país. Según un estudio realizado por la Agencia Nacional de Licencias Ambientales de Colombia (ANLA) en 2018, las emisiones de BTEX en la industria petrolera en Colombia representaron alrededor del 14% de las emisiones totales de BTEX en el país (ANLA, 2018).

El estudio también reveló que los niveles de BTEX en el aire en las áreas cercanas a las operaciones petroleras en Colombia estaban por encima de los límites permisibles establecidos por la Organización Mundial de la Salud (OMS) y por la legislación ambiental colombiana.

Es importante tener en cuenta que las emisiones de BTEX pueden variar dependiendo de la ubicación, la tecnología utilizada y las prácticas de gestión ambiental de las empresas petroleras en Colombia. Por lo tanto, es importante que se realicen monitoreos continuos de las emisiones de BTEX para identificar las fuentes y reducir su impacto en la salud humana y el medio ambiente.

4. Deshidratación de Gas Natural

4.1 Definición

La deshidratación de gas natural es un proceso crítico en la industria del gas natural que tiene como objetivo principal la eliminación del agua presente en el gas. El agua puede provocar problemas en el transporte y almacenamiento del gas, como la formación de hidratos de gas, corrosión y obstrucciones en las tuberías (Álvarez y Porras, 2016). Para llevar a cabo la deshidratación, se utilizan diferentes métodos, entre los que se incluyen la adsorción con tamices moleculares, el enfriamiento y la condensación, así como el uso de solventes líquidos como el Trietilenglicol (TEG) y el tetraetilenglicol (TREG).

Es importante tener en cuenta que las emisiones de GEI asociadas con la deshidratación de gas natural dependen de diversos factores, como el tipo de solvente utilizado, las condiciones de operación, el diseño de la planta y las prácticas de mantenimiento. Estudios científicos han demostrado que las emisiones de GEI pueden ser significativas en algunas plantas de deshidratación de gas natural, especialmente aquellas con tecnologías más antiguas y menos eficientes.

Con el objetivo de reducir las emisiones de GEI y mitigar los impactos ambientales asociados con la deshidratación de gas natural, se han propuesto diversas estrategias y tecnologías. Estas incluyen el desarrollo y la implementación de sistemas de monitoreo y detección de fugas más eficientes, el diseño y la construcción de plantas de deshidratación más modernas y eficientes energéticamente, y la adopción de prácticas de mantenimiento y gestión adecuadas para minimizar las pérdidas de solvente.

Además, se han investigado enfoques alternativos para la deshidratación de gas natural que pueden reducir aún más los impactos ambientales. Por ejemplo, se han explorado tecnologías de deshidratación basadas en membranas y adsorbentes sólidos que pueden ofrecer una mayor selectividad y eficiencia en la eliminación del agua, minimizando así la necesidad de utilizar solventes líquidos y reduciendo las emisiones de GEI asociadas.

La deshidratación de gas natural es un proceso esencial en la industria del gas natural para eliminar el agua y otros componentes no deseados del gas. El uso de solventes líquidos como el TEG y el TREG ha sido ampliamente adoptado debido a su eficiencia y rentabilidad. Sin embargo, este proceso puede tener impactos ambientales significativos en términos de emisiones de GEI (Álvarez y Porras, 2016). Es fundamental implementar medidas para reducir estas emisiones, como la mejora de los procesos de producción de solventes, la optimización del uso de los solventes en las plantas de deshidratación y la exploración de tecnologías alternativas más sostenibles.

4.2 Procesos de Deshidratación

4.2.1 Tamices Moleculares

La adsorción con tamices moleculares es un método ampliamente utilizado en la deshidratación de gas natural. Los tamices moleculares son materiales porosos con una estructura cristalina regular y una alta capacidad de retención de agua (Hosseini et al., 2019). Estos tamices moleculares son capaces de adsorber selectivamente las moléculas de agua presentes en el gas natural, lo que permite obtener un gas seco con bajos niveles de humedad.

La capacidad de retención de agua de los tamices moleculares se basa en su estructura porosa y en su capacidad para interactuar con las moléculas de agua a través de fuerzas de adsorción. Los tamices moleculares están diseñados para tener poros de tamaño y forma

específicos que permiten la adsorción selectiva de moléculas de agua, mientras que las moléculas de gas más grandes pasan a través de los poros sin ser retenidas.

El proceso de deshidratación mediante tamices moleculares implica el paso del gas húmedo a través de una cama de tamices, donde las moléculas de agua se adsorben en la superficie de los tamices. A medida que el gas seco atraviesa la cama, se obtiene un gas con niveles reducidos de humedad (Ribon, Santos y Ortiz; 2010).

La selección del tipo de tamiz molecular utilizado en la deshidratación de gas natural depende de varios factores, como la capacidad de retención de agua, la estabilidad térmica, la resistencia a la corrosión y la regenerabilidad del tamiz.

Algunos de los tamices moleculares comúnmente utilizados en la deshidratación de gas natural incluyen zeolitas como la zeolita 3A y la zeolita 4A, y tamices moleculares sintéticos como los tamices de silicoaluminofosfato.

El rendimiento de la deshidratación con tamices moleculares puede verse afectado por factores como la temperatura y la presión de operación, la velocidad y la presión del gas de alimentación, y la capacidad de regeneración y vida útil del tamiz. Además, la presencia de impurezas en el gas, como CO₂ y compuestos de azufre, puede afectar la eficiencia de la deshidratación y requerir pretratamientos adicionales (Yan, 2010).

4.2.2 Enfriamiento y Condensación

La deshidratación de gas natural mediante el proceso de enfriamiento y condensación es un método comúnmente utilizado para eliminar la humedad del gas. En este proceso, el gas se enfría a una temperatura lo suficientemente baja como para que el agua se condense y pueda ser separada del gas (Campbell, 2014). La temperatura de condensación depende de la presión y de la

composición del gas, y se encuentra generalmente por debajo del punto de rocío del agua presente en el gas.

El enfriamiento del gas se logra mediante intercambiadores de calor, donde el gas se pone en contacto con un medio refrigerante que extrae el calor del gas y reduce su temperatura. A medida que el gas se enfría, la humedad presente en forma de vapor de agua se condensa en forma líquida y se separa del gas (Campbell, 2014). La separación del agua condensada del gas se realiza a través de separadores o trampas de líquido.

La eficiencia de la deshidratación por enfriamiento y condensación depende de varios factores, como la temperatura y la presión de enfriamiento, la eficiencia de separación de agua, y las pérdidas de hidrocarburos durante la condensación (Campbell, 2014). Un enfriamiento insuficiente puede resultar en una deshidratación incompleta del gas, mientras que un enfriamiento excesivo puede llevar a la condensación de hidrocarburos líquidos y su separación junto con el agua.

Es importante destacar que el proceso de enfriamiento y condensación es más efectivo para eliminar el agua libre o arrastrada en forma de gotas grandes en el gas. Sin embargo, no es eficiente para eliminar el agua disuelta en el gas o presente en forma de hidratos. Para eliminar estas formas de agua, pueden ser necesarios otros métodos de deshidratación adicionales, como la adsorción o la absorción con solventes.

El proceso de enfriamiento y condensación para la deshidratación de gas natural tiene ventajas y limitaciones. Entre las ventajas se encuentran su simplicidad de operación, la eliminación efectiva de grandes cantidades de agua y la posibilidad de utilizar hidrocarburos líquidos presentes en el gas como refrigerantes. Sin embargo, las limitaciones incluyen el consumo

de energía necesario para el enfriamiento, el requerimiento de equipos de intercambio de calor y la incapacidad para eliminar ciertas formas de agua.

4.2.3 Membranas

La deshidratación de gas natural es un proceso esencial en la industria petrolera para eliminar el contenido de agua del gas y garantizar su calidad y eficiencia. Entre las tecnologías utilizadas para este propósito, las membranas de separación han ganado atención debido a su eficiencia y bajo consumo de energía. Las membranas se basan en la capacidad selectiva de ciertos materiales para permitir el paso de moléculas de agua mientras retienen el gas natural.

Las membranas utilizadas en la deshidratación de gas natural generalmente están compuestas de polímeros como el poli(4-metilpenteno) (PMP), poliimidas y poli(óxido de etileno). Estos polímeros poseen estructuras porosas que permiten el flujo selectivo de moléculas de agua a través de ellas. El diseño y la configuración de las membranas pueden variar según los requerimientos específicos de la aplicación. Además, se pueden utilizar técnicas de modificación de superficie para mejorar la selectividad y la estabilidad de las membranas (Lemus, 2014).

El proceso de deshidratación mediante membranas se basa en la diferencia de presión parcial de vapor entre el gas natural y el lado permeado de la membrana. La presión y temperatura de operación pueden ser ajustadas para optimizar la eficiencia y la capacidad de la membrana. Además, se pueden implementar sistemas de pretratamiento para eliminar impurezas y prolongar la vida útil de las membranas. Los principales parámetros para considerar en el diseño y operación de las membranas incluyen la permeabilidad, la selectividad, la resistencia mecánica y la estabilidad química de los materiales de membrana (Younger, 2004).

La deshidratación de gas natural con membranas ofrece ventajas significativas en comparación con otras técnicas tradicionales, como la deshidratación con glicoles. Estas ventajas

incluyen una mayor selectividad y capacidad de procesamiento, menor consumo de energía, operación más simple y menor impacto ambiental. Las membranas también pueden ser utilizadas en aplicaciones móviles y remotas debido a su tamaño compacto y flexibilidad. Sin embargo, las membranas también presentan desafíos, como la necesidad de mantener una alta integridad y estabilidad a largo plazo, así como el control de la fouling y el manejo de las fluctuaciones de caudal y composición del gas.

En la industria de la deshidratación de gas natural, se han realizado numerosos estudios y desarrollos para mejorar el desempeño de las membranas y su aplicación a gran escala. Se han investigado diferentes materiales de membrana, técnicas de fabricación y configuraciones de módulos para optimizar la separación de agua y gas. Además, se han explorado enfoques innovadores, como el uso de membranas híbridas, el desarrollo de membranas nanoestructuradas y el uso de membranas integradas en procesos de producción de gas.

En conclusión, el uso de membranas en la deshidratación de gas natural ofrece una alternativa prometedora y eficiente para la eliminación de agua del gas. Estas membranas poseen propiedades de separación selectivas y permiten un procesamiento más limpio y económico en comparación con métodos tradicionales. A medida que la investigación y el desarrollo continúan avanzando, se espera que las membranas desempeñen un papel cada vez más importante en la industria de la deshidratación de gas natural.

4.2.4 Glicoles

Una de las técnicas más utilizadas para deshidratar el gas natural es el uso de solventes como el Trietilenglicol (TEG) y el Tetraetilenglicol Regenerado (TREG). Estos solventes son capaces de absorber la humedad del gas a través de un proceso de absorción, y luego se regeneran para su reutilización.

El TEG es el solvente más utilizado para la deshidratación del gas natural debido a su alta capacidad de absorción y su bajo costo. Sin embargo, la regeneración del TEG requiere una gran cantidad de energía, lo que puede aumentar los costos operativos. Por otro lado, el TREG es un solvente más reciente que se ha utilizado en la industria petrolera colombiana para reducir los costos operativos y las emisiones de gases de efecto invernadero. La regeneración del TREG requiere menos energía que el TEG y puede ser una alternativa más sostenible (Rodríguez e Ibarra, 2021).

En la industria petrolera colombiana, la deshidratación del gas natural se ha convertido en una prioridad para garantizar la calidad del gas producido y reducir las emisiones de gases contaminantes. Se han llevado a cabo varias pruebas piloto en diferentes campos petroleros en Colombia para evaluar la eficacia de los solventes TEG y TREG en la deshidratación del gas natural.

4.2.4.1 Trietilenglicol (TEG). Tiene la estructura $\text{HO}(\text{CH}_2)_2\text{O}(\text{CH}_2)_2\text{O}(\text{CH}_2)_2\text{OH}$, se caracteriza por ser transparente, incoloro, poco volátil, moderadamente viscoso y totalmente soluble en agua y soluciones líquidas orgánicas. Bajo condiciones normales, no se detecta ningún olor peculiar, pero bajo altas concentraciones de vapor puede llegar a percibirse un olor dulce. El trietilenglicol tiene propiedades similares a las de otros glicoles y es preferiblemente usado en aplicaciones que requieran un alto punto de ebullición, alto peso molecular o menor volatilidad que la del dietilenglicol (The DOW Chemical Company, 2007). El TEG se usa en aproximadamente el 95% de las unidades de deshidratación de glicol para las corrientes de gas natural. Esto es debido a la estabilidad química del TEG, así como a su bajo costo y alta afinidad con el agua. Además, la solubilidad de hidrocarburos aromáticos en TEG también es muy importante debido a las emisiones de hidrocarburos de las unidades de regeneración de glicol. Los

usos finales para el TEG son numerosos entre ellos podemos encontrar su hidrosopicidad y baja volatilidad en procesos de deshidratación de gas natural, su solubilidad con en procesos de separación de hidrocarburos parafínicos y aromáticos, y su bajo punto de congelación en los procesos de transferencia de calor (The DOW Chemical Company, 2007). En la Tabla 1 se presentan algunas de las propiedades físicas más relevantes del TEG.

Tabla 1.

Propiedades físicas del TEG

Propiedades	Unidades científicas	Unidades comunes
Temperatura de autoignición	349 °C	660 °F
Punto de ebullición a 760 mm hg	288 °C	550 °F
Presión crítica	3313.3 kPa	24852 mm Hg
Temperatura crítica	440 °C	824 °F
Punto de congelamiento	-4.3 °C	24.3 °F
Calor de vaporización	62.5 kJ/gmol	179 Btu/lb
Peso molecular	150.17 g/mol	150.17 g/mol
Temperatura de descomposición inicial	240 °C	404 °F
Solubilidad en agua a 20 °C, wt%	100%	100%
Gravedad específica 20/20 °C	1.1255	1.1255
Densidad de vapor (aire=1)	5.2	5.2
Presión de vapor a 20 °C	<0.001kPa	<0.01 mm Hg
Viscosidad a 20 °C	49.0 mPs	49.0 cP

Nota. Adaptado de “Huntsman Corporation”. Technical Bulletin, Triethylene Glycol (TEG). Texas; (2007).

4.2.4.2 Tetraetilenglicol (TREG). Tiene la estructura HO (CH₂)₂ O (CH₂)₂ O (CH₂)₂ O (CH₂)₂ OH, se caracteriza por ser transparente, incoloro, prácticamente sin olor, con baja volatilidad, moderadamente viscoso y por ser un líquido higroscópico. Este glicol es

completamente miscible con agua y muchos líquidos orgánicos. El TREG tiene propiedades similares con el dietilenglicol y el trietilenglicol y son preferiblemente usados en aplicaciones que requieran una elevada temperatura de ebullición, alto peso molecular, o baja higroscopia (The DOW Chemical Company, 2007).

Las propiedades de solubilidad del tetraetilenglicol son muy importantes en muchas aplicaciones. Existen numerosas formas de uso para el TREG, entre ellas se encuentra la higroscopicidad y la baja volatilidad en procesos de deshidratación de gas, en procesos de separación de hidrocarburos no aromáticos, aromáticos y parafinas puede ser utilizada como solvente, y en procesos de transferencia de calor es comúnmente usado por su bajo punto de congelamiento (The DOW Chemical Company, 2007).

Algunas de las propiedades físicas del tetraetilenglicol son presentadas en la Tabla 2.

Tabla 2.

Propiedades físicas del TREG

Propiedades	Unidades científicas	Unidades comunes
Temperatura de autoignición	358 °C	676 °F
Punto de ebullición a 760 mm hg	329.7 °C	625 °F
Presión crítica	2590 kPa	19430 mm Hg
Temperatura crítica	522 °C	971.6 °F
Punto de congelamiento	-4.1 °C	24.6 °F
Calor de vaporización	62.9 kJ/gmol	139 Btu/lb
Peso molecular	194.23 g/mol	194.23 g/mol
Temperatura de descomposición inicial	240 °C	464 °F
Solubilidad en agua a 20 °C, wt%	100%	100%
Gravedad específica 20/20 °C	1.1247	1.1247
Densidad de vapor (aire=1)	6.7	6.7

Propiedades	Unidades científicas	Unidades comunes
Presión de vapor a 20 °C	<0.001kPa	<0.01 mm Hg
Viscosidad a 20 °C	58.3 mPs	58.3 cP

Nota. Adaptado de “The Dow Chemical Company”. Tetraethylene Glycol (TREG). Midland; 2007.

5. Simuladores

Actualmente, se cuenta con diversos simuladores disponibles, esta herramienta representa gran utilidad debido a que con ellos se pueden realizar evaluaciones tanto económicas como técnicas de los diferentes procesos, los simuladores permiten evidenciar el comportamiento que debería tener una planta, las condiciones operacionales para tener resultados óptimos y también la respuesta de los múltiples equipos involucrados en el proceso, al variar las condiciones del sistema, este tipo de evaluaciones, se puede implementar tanto en prototipos como en las plantas ya existentes.

La particularidad de todo simulador está asociada a los múltiples tipos de modelos matemáticos que este posea o pueda aplicar, ya que esto permite obtener una relación de las diferentes variables que se emplean durante todo el proceso, algunas de las más comunes son: la presión, temperatura, caudales de alimentación, etc. Los simuladores de procesos emplean modelos matemáticos que son las ecuaciones de estado, con las cuales se puede determinar las propiedades termodinámicas de los fluidos, en la industria del procesamiento del gas se tienen algunas ecuaciones que son implementadas comúnmente, estas son: la ecuación de estado Peng-Robinson (PR) y la ecuación de estado Soave-Redlich-Kwong (SRK).

5.2 Método Peng-Robinson (PR)

La ecuación de estado Peng-Robinson es una modificación de la ecuación de estado SRK. Sin embargo, en las regiones críticas SRK predice el equilibrio líquido- vapor con poca aproximación, mientras que PR da mejores resultados en estas regiones. Las densidades estimadas pueden alcanzar desviaciones del 10 al 20%. No se recomienda para sistemas alejados de la idealidad. Se tienen algunas aplicaciones típicas en las cuales este método reporta mejores resultados corresponden a desetanizadoras, desbutanizadoras, despropanizadoras, separadores etano-etileno y absorbedores de cola liviana (Peña y Peña, 2015).

$$P = \frac{RT}{(V - b)} - \frac{a(T)}{V(V + b)}$$

La ecuación PR fue diseñada para mejorar las predicciones de la ecuación SRK con respecto a la densidad del líquido pobre, introduciendo un término dependiente de la temperatura más general, resultando la siguiente ecuación.

$$P = \frac{RT}{(V - b)} - \frac{a(T)}{V(V + b)} + b(V - b)$$

Donde,

$$b = \sum_i X_i b_i$$

$$b_i = 0.07776 \frac{T_{ci}}{P_{ci}}$$

T_{ci} y P_{ci} : Temperatura y presión crítica componente i

$$\frac{a(T)}{X_i X_j} = \sum_i \sum_j (a_i a_j)^{1/2} (1 - K_{ij}) (a_i a_j)$$

$$a_i = a_{ci} \alpha_i$$

$$a_{ci} = 0.457235 \frac{(RT_{ci})^2}{P_{ci}}$$

$$a^{0.5} = 1 + m_i(1 - T_{ri}^{0.5})$$

$$m_i = 0.37646 + 1.5422\omega_i - 0.26992\omega_i^2$$

5.3 Simulación de Plantas de Deshidratación de Gas Natural

Aspen Hysys proporciona 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 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 (Rodríguez e Ibarra, 2021).

Los investigadores Partho y Ruhul en el año 2011, realizaron una simulación de una corriente de gas Bakhrabad, para una planta de tratamiento de gas natural, mediante la utilización de la herramienta de simulación Aspen Hysys. La simulación se realizó en estado estacionario, utilizando los datos reales de la planta, tanto en dimensiones como en especificaciones fisicoquímicas.

Realizaron una comparativa entre la simulación (teórica) y la operación real buscando optimizaciones en los procesos. Lograron reducir las pérdidas en varios eslabones de la cadena de tratamiento y modificaron algunos elementos. Demostrando así la importancia de este tipo de herramientas incluso en operaciones ya existentes.

En el año 2013, los investigadores Abdulrahman R y Sebastine, realizaron importantes aportes a nivel de simulaciones de procesos relacionados con el tratamiento de deshidratación de corrientes de gas natural. Se hicieron varios análisis con información referente al campo Khurmala en Iraq, y utilizaron la herramienta de simulación Aspen Hysys. Lograron una disminución del vapor de agua en corrientes de gas natural por debajo de 0,1 ppm. Adicionalmente, lograron realizar comparativos entre distintos tipos de glicol determinando sus eficiencias, pérdidas, velocidades y relacionaron varias propiedades físicas con el tipo de glicol utilizado.

En 2009, Khosravanipour. Logró ejecutar un estudio teórico práctico del equilibrio isobara de una fase cuya mezcla era entre agua y trietilenglicol. Demostraron, a través de correlaciones de modelos como Van Laae y NRTL, que la pureza del trietilenglicol luego de ser regenerado en el rehervidor y de la volatilidad del agua presente en la mezcla de agua y trietilenglicol, se encuentran altamente afectados por la presencia del tolueno, convirtiéndolo en un agente promovedor de la deshidratación.

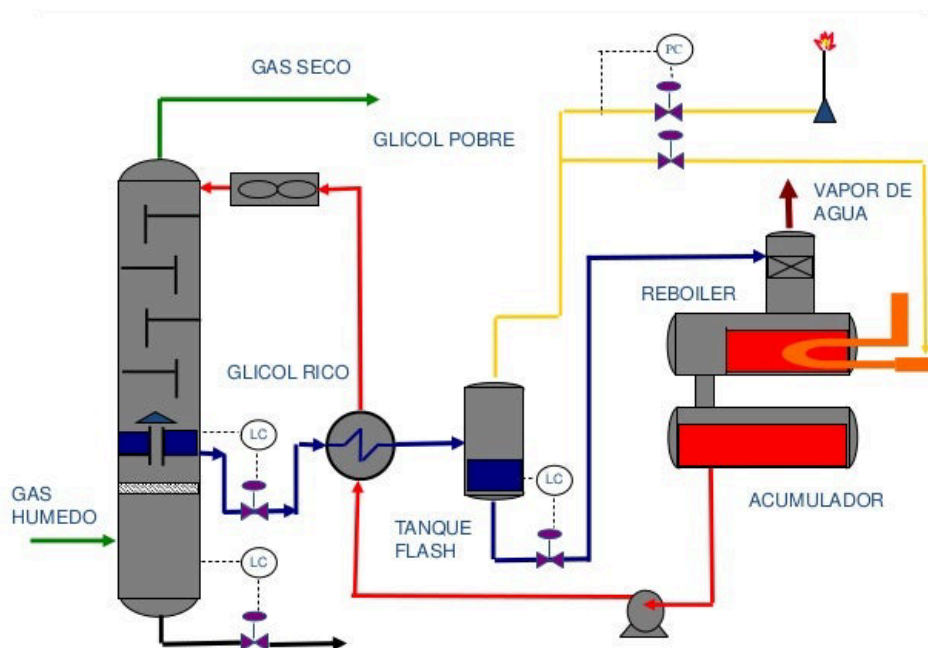
6. Metodología

6.1 Componentes de Simulación

La Figura 1 presenta una planta de deshidratación de gas natural usando glicoles que está compuesta por dos zonas: la zona de absorción o deshidratación y la zona de regeneración de glicol, la primera presenta mejores condiciones de funcionamiento cuando está sometida a altas presiones y bajas temperaturas mientras que la segunda se beneficia en forma inversa, es decir, por bajas presiones y altas temperaturas.

Figura 1.

Diagrama de flujo planta de deshidratación de gas natral usando glicoles



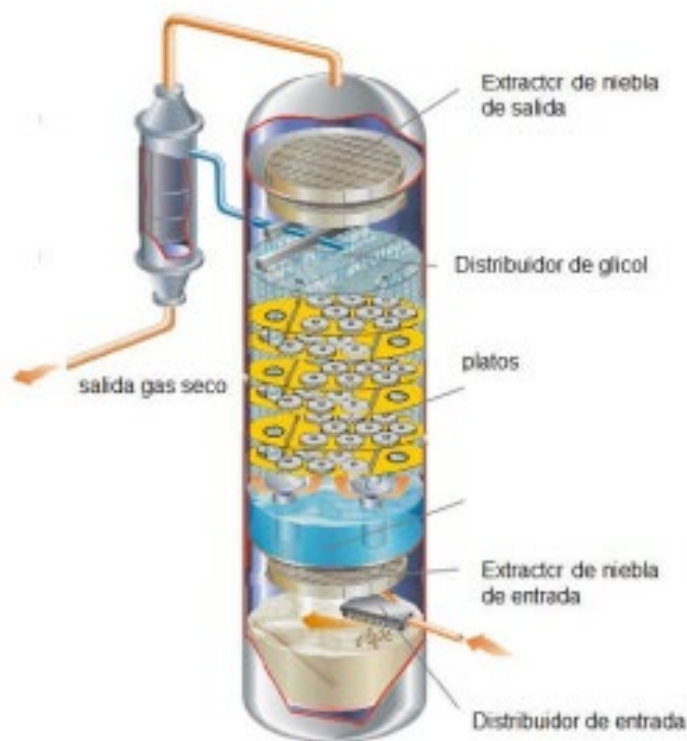
Nota. Tomado de Deshidratación del Gas Natural - Mind Map. (2023). Mindomo.com.
<https://www.mindomo.com/es/mindmap/deshidratacion-del-gas-natural-f7c86e3a91ba4588ae01336f5976a81e>

6.1.1 Etapa de Absorción

En esta etapa existe una transferencia de masa entre el desecante o glicol y el gas húmedo a contracorriente por medio de la torre contactora, el gas asciende y se hace cada vez más pobre en vapor de agua hasta obtener el contenido de agua permitido según la normativa, por otra parte, el glicol se hace cada vez más rico en agua a medida que descende por los platos. (Peña y Peña, 2015)

Figura 2.

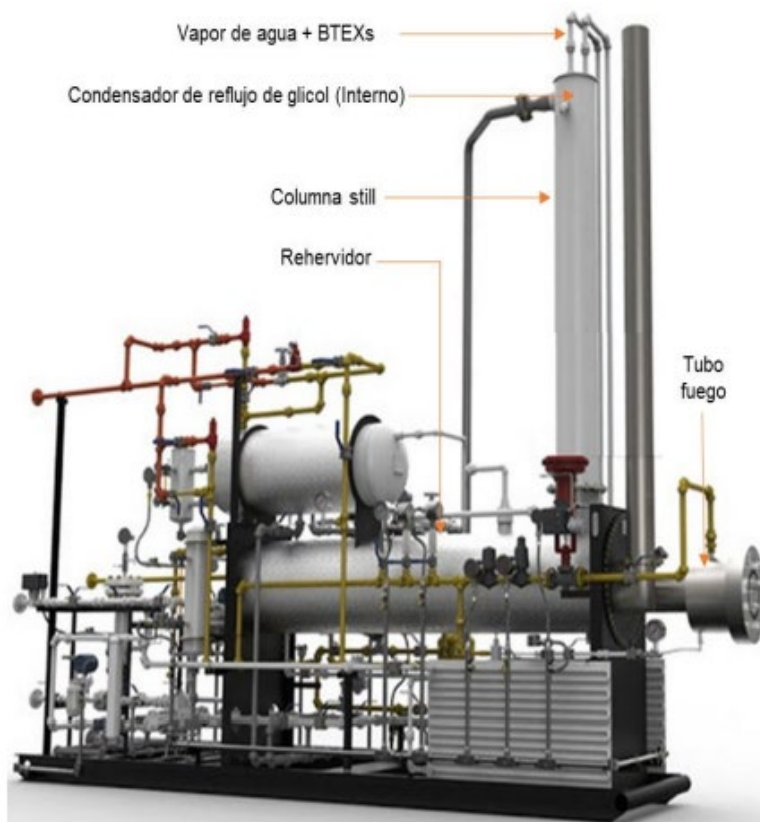
Torre contactora etapa de absorción



Nota. Peña, G., & Peña, S. (2015). Evaluación el efecto de la inyección de gas de Stripping en la regeneración de TEG pobre. <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2015/156243.pdf>

6.1.2 Etapa de Regeneración

En esta etapa, se pretende remover el agua del glicol. El grado de concentración de glicol regenerado o glicol rico, resulta indispensable para visualizar el descenso del punto de rocío en el gas natural, usualmente se indica como un porcentaje masico en la solución de glicol más agua, este grado se obtiene mediante un regenerador compuesto por un rehervidor un condensador y la columna still, donde se logra obtener la concentración mínima de glicol que se requiere para cumplir con las especificaciones del gas tratado por medio de una separación física como la destilación que tiene lugar por la diferencia de puntos de ebullición entre el agua y el glicol. (Peña y Peña, 2015)

Figura 3.*Regenerador etapa de regeneración*

Nota: Ventura, C. (2013). 3d Oil and Gas. Blogspot.com.

<https://ventura3d.blogspot.com/2013/06/unidad-regeneradora-de-glicol-2.html>

6.1.3 Circulación del Gas

El gas húmedo circula a través de un scrubber (separador vertical) donde se le remueven algunas impurezas, condensados y agua líquida antes de que ingrese a la torre contactora por el plato del fondo. El proceso inicia con el ascenso del gas húmedo a la vez que entra en contacto con el glicol pobre que va descendiendo desde el plato superior de la torre. El gas es secado durante todo el ascenso, pasa a través de un extractor de niebla donde se le remueve el glicol que se pudo arrastrar por la corriente de gas y finalmente sale por la parte superior de la torre como gas seco, luego entra en un intercambiador de calor gas – glicol donde se refrigera la corriente de glicol

pobre. En algunas plantas se suele incorporar un separador centrífugo con el fin de recuperar algunas trazas de glicol que pudieron quedar en el gas. Por último, el gas seco sale de la unidad para ser usado como gas lift, ser vendido o ser reinyectado al yacimiento. (Peña y Peña, 2015)

6.1.4 Circulación del Glicol

El glicol rico es expulsado por la parte inferior de la torre contactora mediante una válvula operada por un controlador de nivel de líquido, posteriormente fluye a la parte superior de la columna still actuando como un condensador de reflujo en forma de serpentín, ahí aumenta su temperatura, reduce su viscosidad y beneficia la entrada al separador flash donde muchos de los compuestos volátiles y algunos condensados hidrocarburos son retirados (Peña y Peña, 2015).

Existen diferentes parámetros que se deben tener en cuenta para un óptimo diseño de la planta de deshidratación, entre estos se destacan: Tasa de flujo de gas, gravedad específica del gas, presión de operación, máxima presión de trabajo del torre contactora, temperatura de entrada del gas, contenido de agua requerido y la concentración del glicol pobre. Normalmente una corriente de glicol pobre presenta una concentración entre 98 a 99.5% en peso y la tasa de circulación suele estar entre 2 y 6 gal glicol/Lb H₂O removida (Ribon, Santos y Ortiz, 2010).

6.2 Datos de Entrada

El caso de estudio se realizó mediante el análisis de una serie de simulaciones numéricas de una planta de deshidratación de gas natural mediante el software Aspen Hysys, utilizando las ecuaciones de estado de Peng Robinson y PRSV, dos solventes higroscópicos usados como desecantes, el Tetraetilenglicol (TREG) y Trietilenglicol (TEG). La composición utilizada en el caso de estudio corresponde a un gas de un campo colombiano proporcionada por una cromatografía extendida (Tabla 4).

Tabla 3.*Propiedades físicas glicoles*

Propiedades	Teg	Treg
Viscosidad @77°F [Cps]	37,3	44,6
Densidad @77°F [lb/ft ³]	69,86	69,92
Presión de vapor @77°F [psi]	<0.000193	<0.000193
Temperatura inicial de descomposición [°F]	404	460
Temperatura máxima en el rehervidor [°F]	400	435

Nota. Minas, I., & Energía, Y. (n.d.). *Escuela técnica superior de.*

https://oa.upm.es/37279/2/PFC_ADRIANA_RIOJA_CABANILLAS.pdf

Para iniciar con las simulaciones en Hysys, se calcularon los valores de concentración de glicol pobre, tasa de circulación de glicol, etapas teóricas y reales de la torre contactora (Tabla 6). Estos valores fueron obtenidos a través del software HYTEG teniendo como referencia un contenido de agua en el gas de ventas de 4 lb/MMscfd y usando los datos de referencia del gas de entrada (Tabla 5).

Tabla 4.*Cromatografía extendida gas de entrada*

Componente	% molar	Componente	% molar
Metano	97,8492	Etilciclopentano + 2,5 Dimeti (7)	0,0011
Etano	0,1849	1t,2c,4-Trimetilciclopentano (8)	0,0021
Propano (3)	0,07	1t,2c,3-Trimetilciclopentano (8)	0,0036
i-Butane (4)	0,0489	Toluene (7)	0,0034
n-Butane (4)	0,0126	1c,2t,3-Trimetilciclopentano (8)	0,0001
Neo-Pentano (5)	0,0003	2-Metilheptano (8)	0,0008

Componente	% molar	Componente	% molar
i-Pentane (5)	0,0175	1t etil 2 Metilciclopentano (8)	0,0002
n-Pentane (5)	0,0034	1t,2-Dimetilciclohexano (8)	0,0037
2,2-Dimethylbutane (6)	0,0001	n-Octane (8)	0,0023
Cyclopentane	0,00085	1c,4-Dimetilciclohexano (8)	0,0003
2,3-Dimetilbut (5)	0,00085	Etilciclohexano + C9 Naftenos (8)	0,0008
Isohexano (6)	0,0016	1,1,3-Trimetilciclohexano (9)	0,0079
3-Methylpentane (6)	0,0013	Etilbenceno (8)	0,0017
n-Hexane (6)	0,0012	m-Xileno (8)	0,0005
Metilciclopentano (6)	0,0048	p-Xileno (8)	0,0005
Isoheptano (7)	0,0002	o-Xileno (8)	0,0011
Benceno (6)	0,0001	n-Nonano (9)	0,0015
Ciclohexano (6)	0,0006	Parafinas C9 (9)	0,0083
2-Methylhexane (7)	0,0003	2,3Dimetilheptano (9)	0,0005
2,3-Dimethylpentane (7)	0,0004	2M Octano (9)	0,004
3-Methylhexane (7)	0,0008	4M Octano (9)	0,004
1t,3-Dimethylcyclopentane (7)	0,0014	Decanos (10)	0,0205
1c,3-Dimethylcyclopentane (7)	0,0015	Undecanos (11)	0,0047
Isoctano (8)	0,0293	Dioxido de Carbono	0,8128
n-Heptane (7)	0,0004	Oxigeno	0,0017
Metilciclohexano (7)	0,0035	Nitrogeno	0,8796

Tabla 5.*Condiciones iniciales gas de entrada*

Parámetro	Valor
Presión de entrada [psig]	1100
Temperatura de entrada [°F]	95
Temperatura ambiente [°F]	100
Flujo de gas [MMscfd]	170

Tabla 6.*Condiciones de operación del contactor*

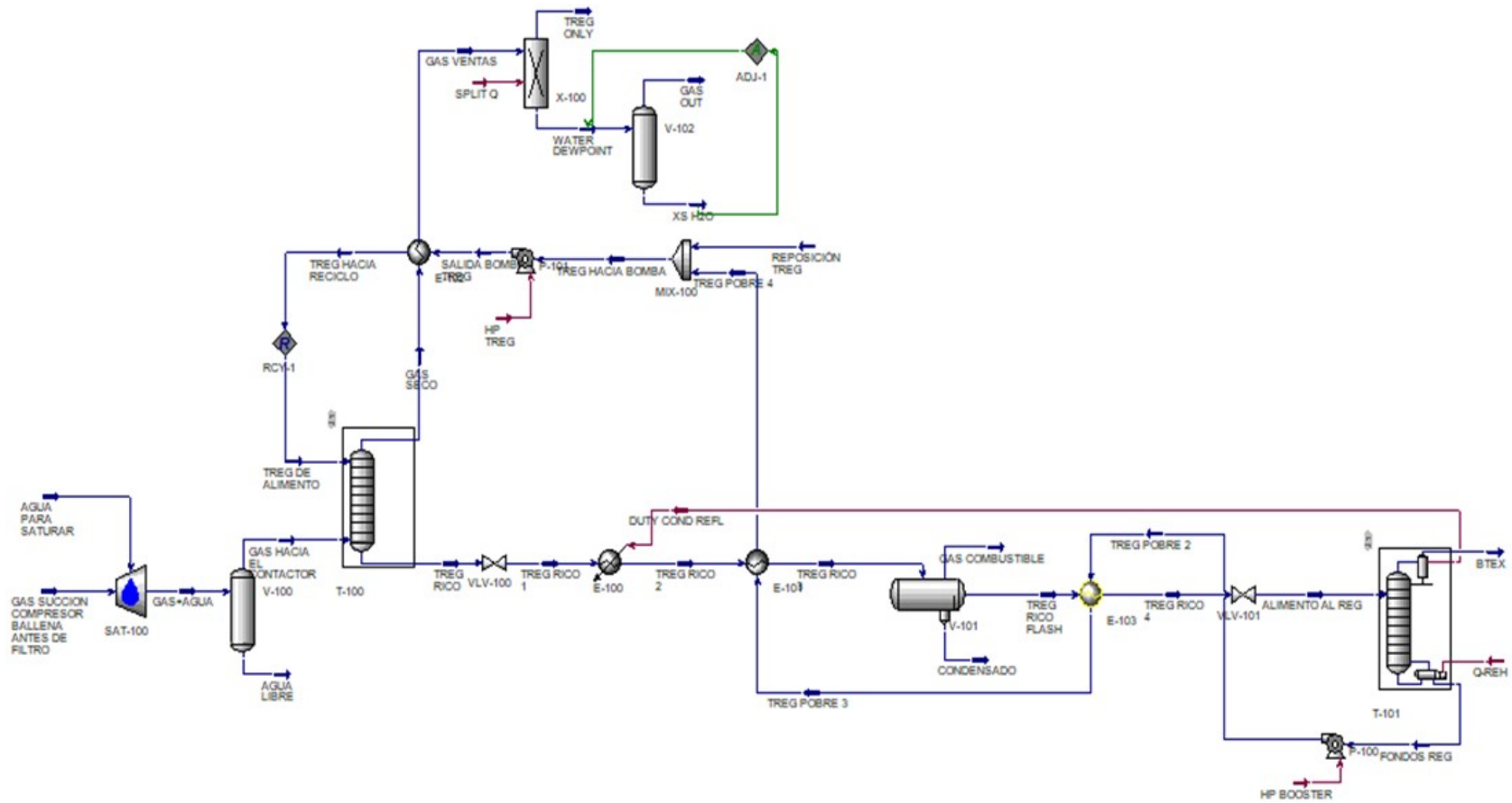
Parámetro	Valor
Concentración glicol pobre	99,10%
Tasa de circulación glicol [USGPM]	19,91
Etapas teóricas	1,5
Etapas reales	6
Caída de presión en el contactor [psi]	5
Temperatura de entrada del glicol [°F]	105
Contenido de agua en el gas de salida [lb/MMscfd]	4

6.3 Esquema

La Figura 4 presenta el diagrama de la planta de deshidratación simulada a través de Hysys y los parámetros de operación de la unidad de regeneración.

Figura 4.

Diagrama planta de deshidratación de gas simulada en Hysys



6.4 Casos Simulados

Para las simulaciones es importante tener en cuenta, las diferentes variables que involucra el proceso, a fin de tener en cuenta los criterios operativos de las mismas, los rangos de sensibilidad a los que pueden estar sometidas. Como parte del análisis del proceso se determinan una serie de variables con las cuales se realizan las diferentes simulaciones, es importante aclarar que el proceso cuenta con algunas variables dependientes (contenido de agua en el gas, porcentaje de absorción y emisión) y otras independientes (Tabla 7).

La planta de deshidratación para cada tipo de glicol fue simulada a partir de los datos suministrados anteriormente en las tablas y luego de realizar el respectivo análisis de sensibilidad para encontrar los valores óptimos de funcionamiento.

A continuación, se presenta los niveles de variación usados en el análisis de sensibilidad de algunos parámetros con gran importancia en el proceso de absorción de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) con el fin de simular nuevas plantas de deshidratación para cada tipo de glicol teniendo en cuentas estas variables y sus respectivos rangos.

Este proceso se realiza con el objetivo de poder cuantificar las emisiones de GEI y BTEX en función de las variables clave (Tabla 7) y sin dejar de lado una variable muy importante en la deshidratación como lo es la cantidad de agua en el gas de ventas.

Tabla 7.

Niveles de variación para el análisis de sensibilidad

Parámetro	Teg	Treg
Numero de platos reales	4, 8, 12	
Temperatura del rehervidor [°F]	375, 385, 395, 400	400, 410, 420, 450
Temperatura gas de entrada [°F]	80, 85, 90, 95, 100, 105, 110	90, 100, 110, 120, 130
Tasa de circulación de glicol [USGPM]	17.91, 18.91, 19.91, 20.91, 21.91	

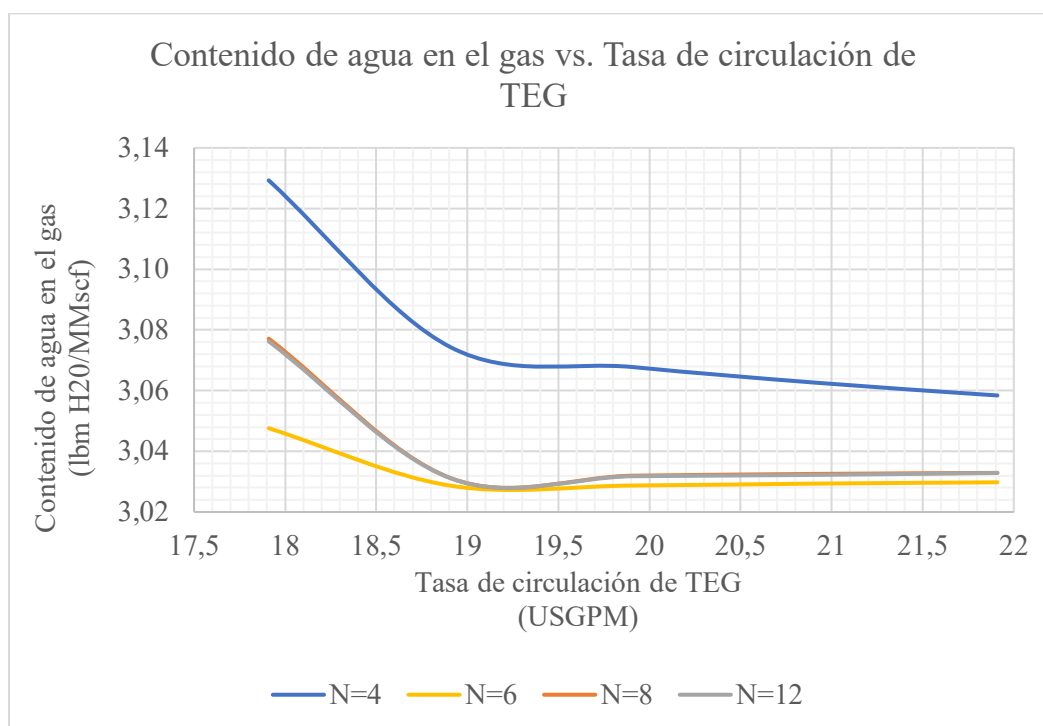
7. Resultados y Análisis

7.1 Resultados

La grafica 5 permite observar cómo varía la cantidad de agua en el gas de ventas con cambios en la tasa de circulación de glicol (TEG) y en el número de platos de la torre contactora. Con una temperatura de 400 °F en el rehervidor.

Figura 5.

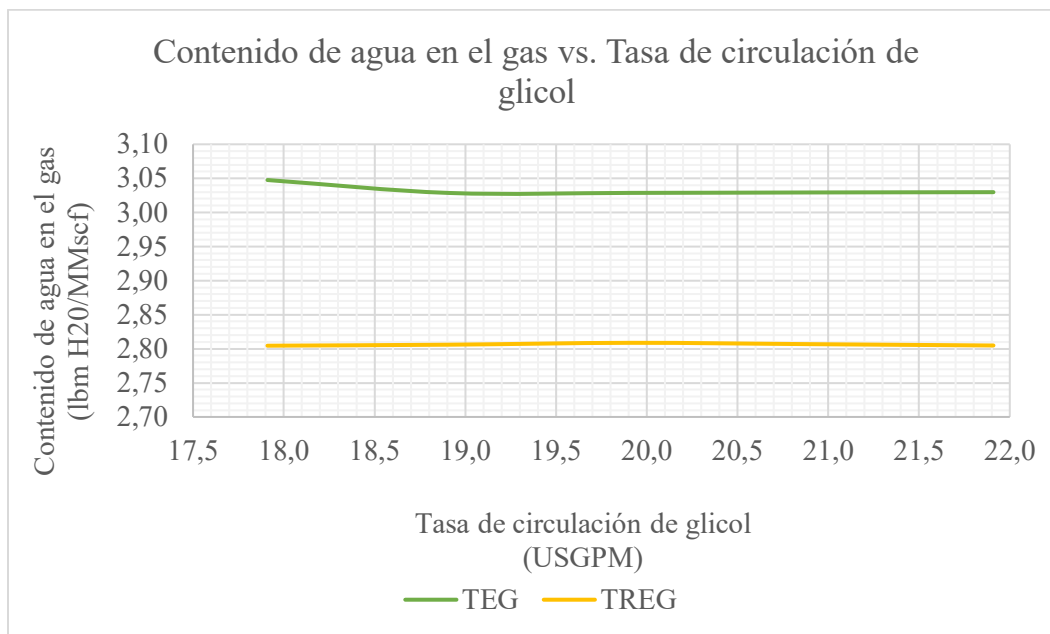
Contenido de agua en el gas vs. Tasa de circulación de TEG. Con variaciones en el número de platos de la torre contactora



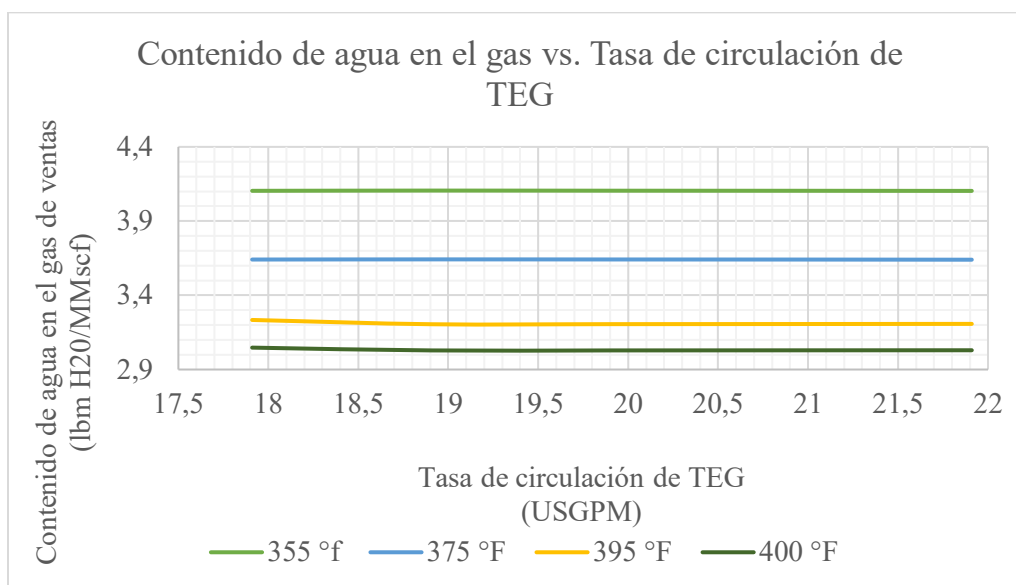
La grafica 6 evidencia la variación de la cantidad de agua en el gas de ventas con cambios en la tasa de circulación de glicol y una cantidad de 6 platos en la torre contactora, para los dos glicoles (TEG y TREG). Con una temperatura de 400 °F en el rehervidor

Figura 6.

Contenido de agua en el gas de ventas vs Tasa de circulación de glicol. con 6 platos en la torre contactora

**Figura 7.**

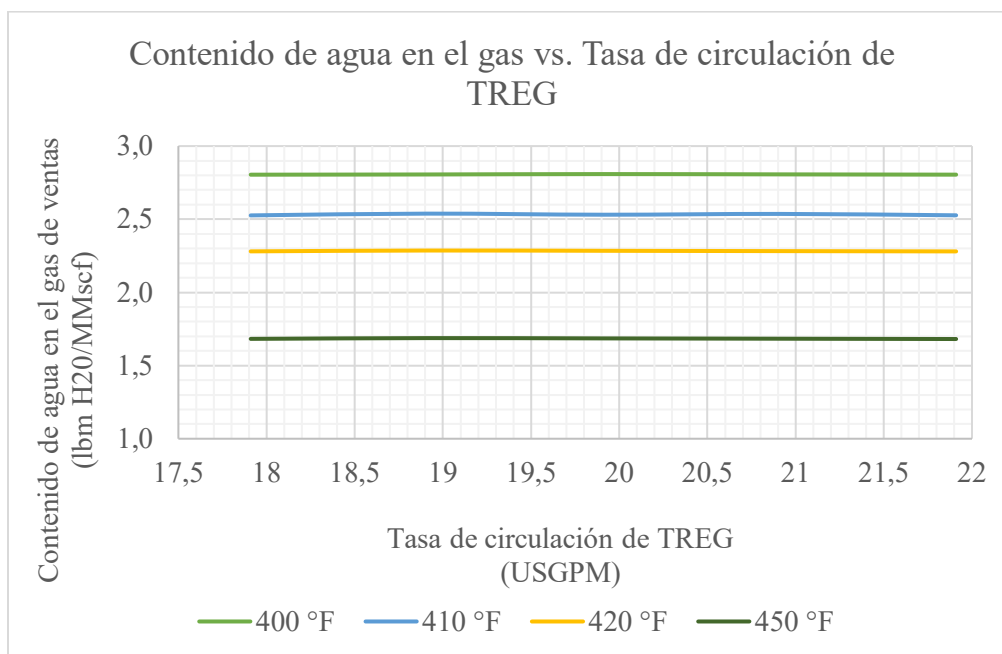
Contenido de agua en el gas de ventas vs. Tasa de circulación de TEG. Con variaciones en la temperatura del rehervidor



El contenido de agua en el gas de ventas teniendo en cuenta algunos cambios en la tasa de circulación del glicol (TEG) y en la temperatura del rehervidor, y un número de 6 platos en la torre contactora se puede observar en la gráfica 7.

Figura 8.

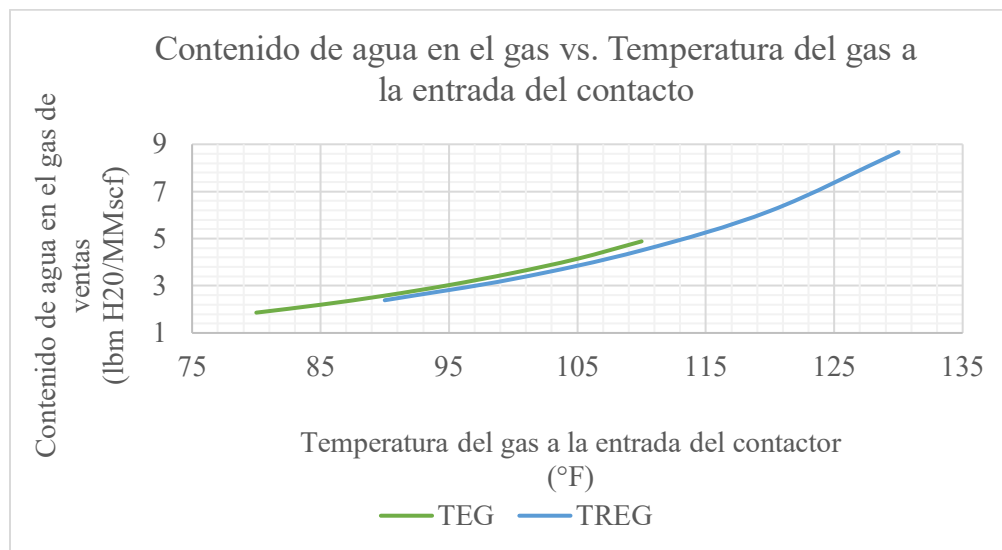
Contenido de agua en el gas de ventas vs. Tasa de circulación de TREG. Con variaciones en la temperatura del rehervidor



La gráfica 8 muestra como varia el contenido de agua en el gas de ventas con cambios en la tasa de circulación del glicol (TREG) y la temperatura del rehervidor. Teniendo un total de 8 platos en la torre contactora.

Figura 9.

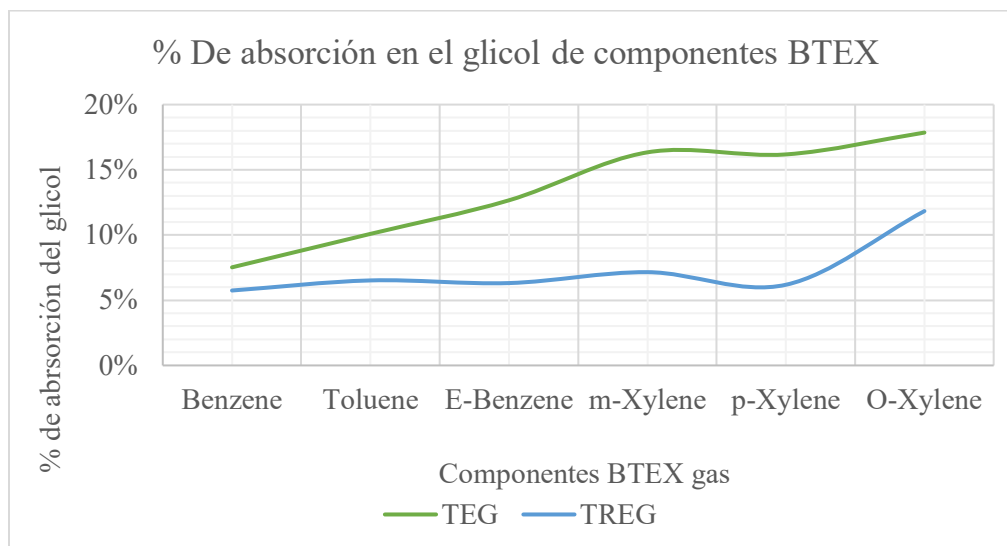
Contenido de agua en el gas de ventas vs. Temperatura del gas a la entrada del contactor. Para TEG y TREG



El contenido de agua en el gas de ventas para distintas temperaturas del gas a la entrada del contactor para los dos tipo de glicol (TEG y TREG) y una temperatura de 400 °F en el rehervidor, se presenta en la Figura 9.

Figura 10.

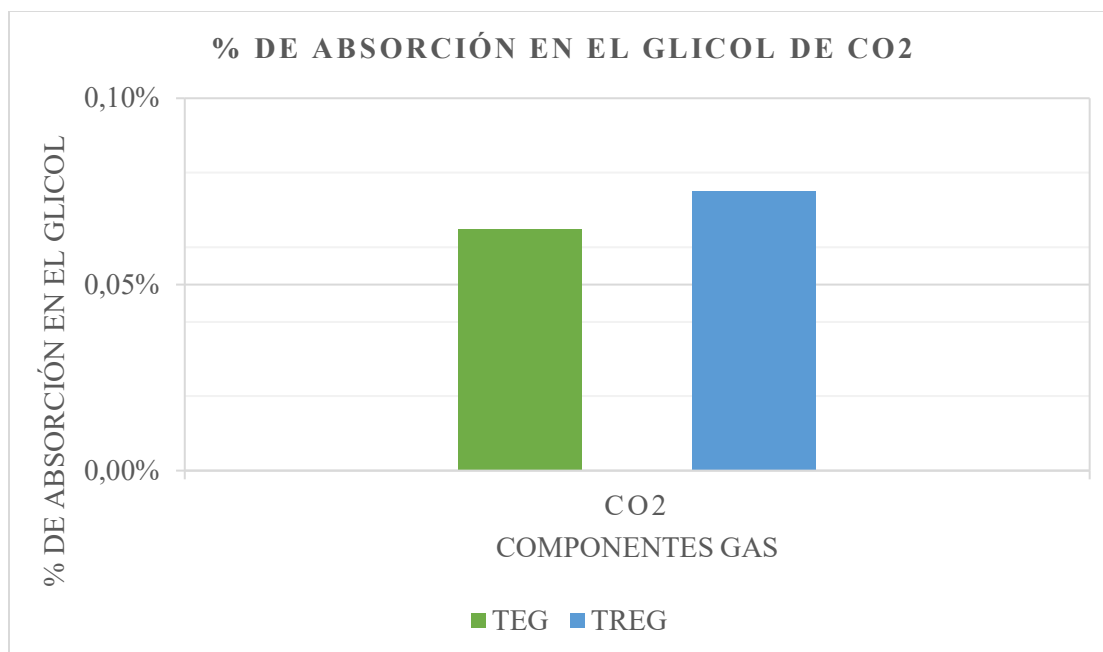
Porcentaje de absorción en el glicol de Componentes BTEX



La grafica 10 permite observar el porcentaje de cada componente BTEX que es absorbido por cada tipo de glicol (TEG y TREG). Con una temperatura en el rehervidor de 400 °F y un numero de 6 platos para el TEG y 8 para el TREG en la torre contactora.

Figura 11.

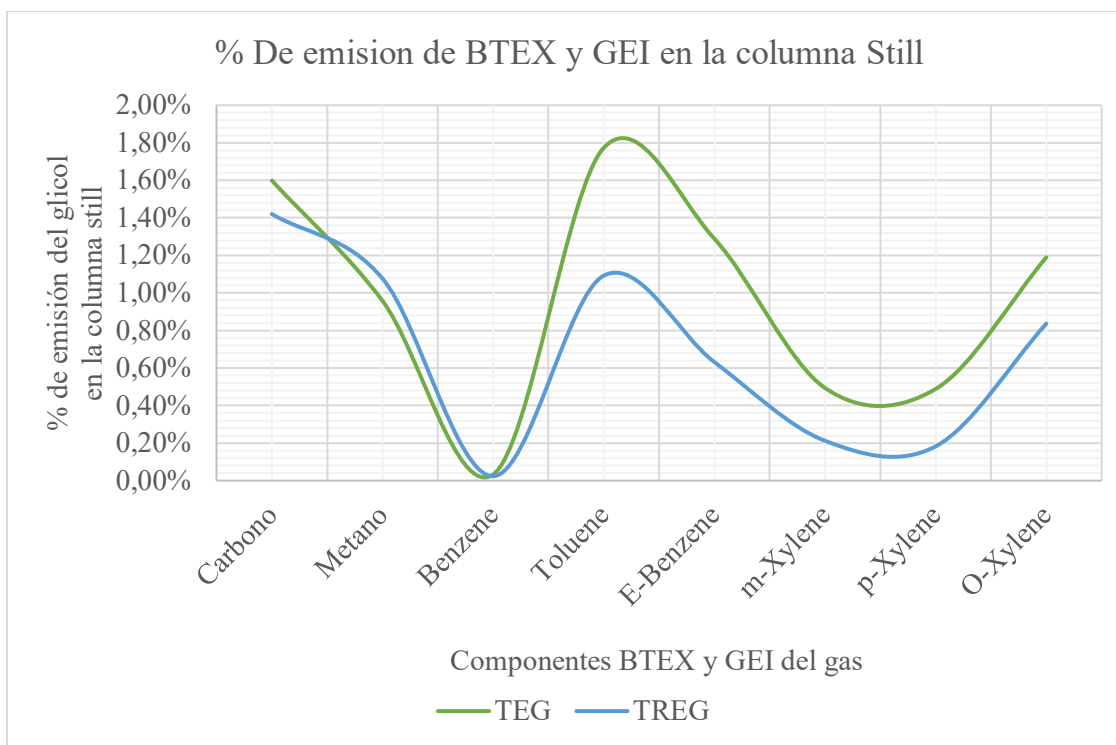
Porcentaje de absorción en el glicol de CO2



El porcentaje de dióxido de carbono (CO2) que es absorbido en cada uno de los glicoles (TEG y TREG), Con una temperatura en el rehervidor de 400 °F y un numero de 6 platos para el TEG y 8 para el TREG en la torre contactora. Se presenta en la gráfica 11. Se observa que el mayor porcentaje de absorción corresponde al uso del TREG.

Figura 12.

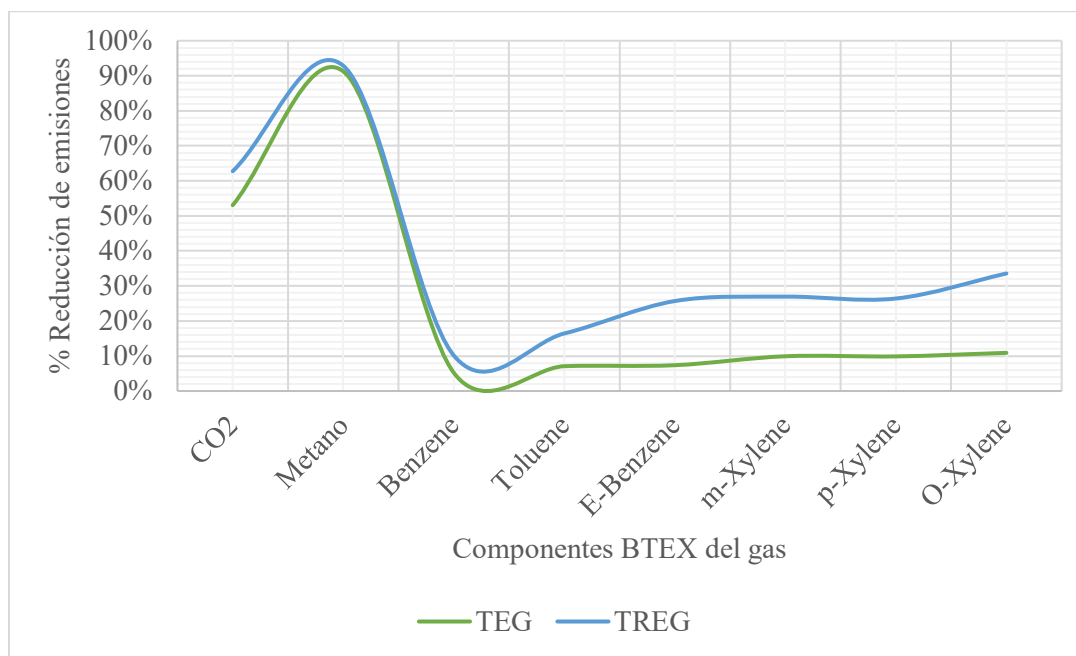
Porcentaje de emisión de BTEX y GEI en la corriente de salida en la columna still



La grafica 12 evidencia el % de emisión a la atmosfera en el glicol de cada uno de los componentes BTEX y Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Figura 13.

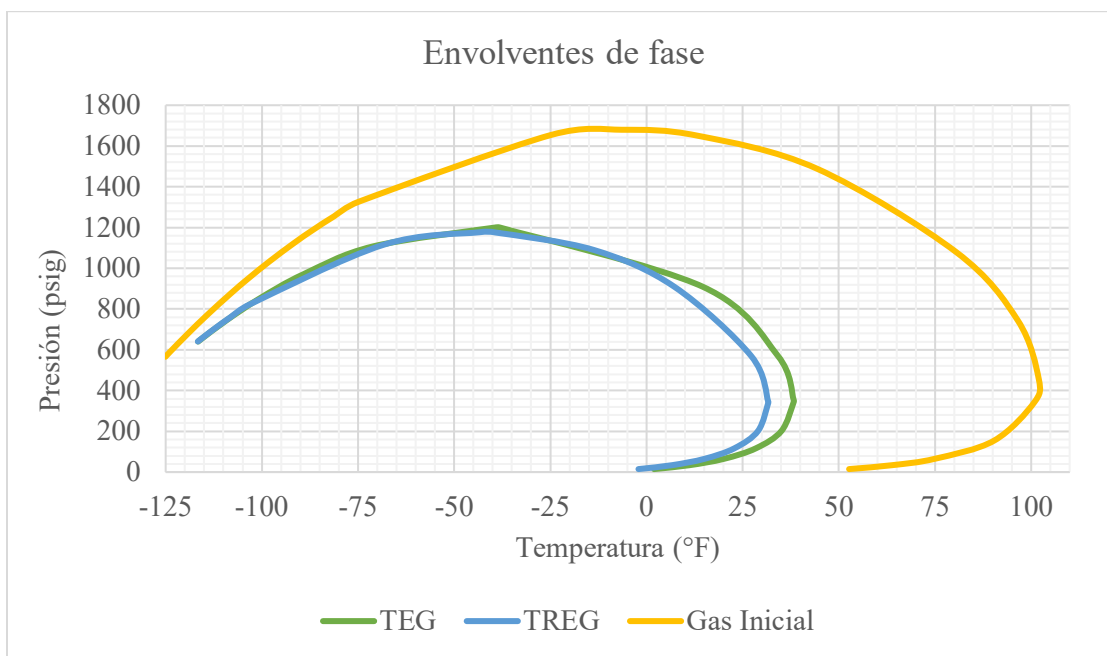
Porcentaje de reducción de las emisiones de GEI y BTEX



La grafica 13 muestra el porcentaje en el que se reducen las emisiones de GEI y compontes BTEX, teniendo en cuenta la cantidad de componentes que es absorbida por cada uno de los glicoles en la torre contactora y el valor final que se termina emitiendo por la corriente de despojo en la torre generadora.

Figura 14.

Envolventes de fase del gas de ventas



Finalmente se encuentra la gráfica 14, donde se pueden ver las envolventes de fase del gas de ventas antes y después de pasar por todo el proceso de deshidratación con cada uno de los glicoles (TEG y TREG).

7.2 Análisis de Resultados

Al analizar y comparar los resultados obtenidos de las simulaciones numéricas que se encuentran en las gráficas, se puede observar que la temperatura del rehervidor (Gráfica 7 y 8) tiene gran relevancia en el contenido de agua en el gas de ventas sin importar el tipo de glicol que se usa, ya que a una mayor temperatura menor será el contenido de agua. Sin embargo, la temperatura del gas de entrada presenta un resultado inverso, es decir, que a una mayor temperatura de entrada el contenido de agua en el gas de ventas aumentara (Grafica 9).

Por otra parte, se puede evidenciar que el TREG presenta una mayor reducción en la cantidad de agua respecto al TEG a las mismas condiciones operativas (Grafica 6). Respecto a la

reducción y absorción de emisiones de compuestos BTEX o Gases Efecto Invernadero (GEI). Se puede observar que el TREG presenta un mejor comportamiento en cuanto a la absorción de estos compuestos con porcentajes entre 7 y 18%, mientras que el TEG tiene porcentajes de absorción entre el 5 y 12%, respecto al CO₂, los dos glicoles presentan porcentajes de absorción por debajo del 0.1% (Grafica 10 y 11).

En cuanto a la reducción de emisiones de GEI y BTEX, el TREG presenta mejores resultados en cuanto los valores que podrían ser emitidos a la atmosfera luego de realizar su proceso de deshidratación en la torre contactora, teniendo porcentajes de reducción para los componentes BTEX entre 10 – 30% en comparación con los valores del TEG que se ubican entre el 5 – 11%. En cuanto al CO₂ el TREG logra reducir las emisiones un 9% más que el TEG y para el CH₄ el TREG reduce un 1% más que el TEG sus emisiones (Grafica 13).

Esta reducción en las emisiones representa una contribución enorme al medio ambiente ya que se dejarían de emitir cerca de 849 lbCO₂eq/h en el caso del TEG y 1187 lbCO₂eq/h para el TREG.

8. Conclusiones

El análisis realizado en este estudio permite identificar que las plantas de deshidratación de gas natural con uso de glicoles generan un impacto positivo asociado a la reducción de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI), generando una reducción significativa en el contenido de agua en el gas, manteniéndola por debajo del límite solicitado por la comisión de regulación de energía y gas (CREG).

La temperatura del rehervidor y la temperatura del gas de entrada, desempeñan un papel fundamental en la reducción de la cantidad de agua en el gas de ventas. La temperatura del gas de entrada muestra una relación directa con el contenido de agua, mientras que la temperatura del rehervidor exhibe una relación inversa con dicho contenido. En lo que respecta a las fracciones pesadas presentes en el gas, se observa que tras la deshidratación del gas, estas son eliminadas, debido a que su punto cricondentérmico se sitúa por debajo de los 40 °F y 350 psig, lo que indica la efectividad del proceso de deshidratación del gas.

Se observa que los dos glicoles (TEG y TREG) influyen significativamente en la disminución del contenido de agua presente en el gas, cabe resaltar que el TEG permite una mayor absorción de componentes BTEX; no obstante el TREG permite obtener mejores resultados en el proceso de deshidratación debido a su amplio rango de temperatura de trabajo y facilidad para absorber CO₂ y CH₄.

La aplicación de TREG en el proceso de deshidratación de gas natural ha demostrado ser una de las técnicas más efectivas al lograr reducciones que oscilan entre el 10% y el 30% en la concentración de diversos compuestos, mientras que el TEG alcanza reducciones entre el 5% y el 11%. Estos porcentajes de reducción se traducen en una disminución significativa de las emisiones

de gases de efecto invernadero. Con el uso de TREG, logra reducir las emisiones en aproximadamente 1187 lbCO₂eq/h, mientras que con el TEG, la reducción es de 849 lbCO₂eq/h. Estos resultados subrayan la importancia de considerar alternativas sostenibles en los procesos de deshidratación de gas natural para mitigar el impacto ambiental y contribuir a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero

9. Recomendaciones

Se recomienda que para futuros trabajos la temperatura del gas de entrada no supere los 100 °F ya que el gas de ventas tendrá un valor en su contenido de agua superior al límite establecido por la CREG que actualmente corresponde a 4lb H₂O/MMscf.

Se recomienda no trabajar los glicoles muy cerca de su temperatura de degradación ya que esto afectaría su efectividad.

Referencias Bibliográficas

Acor, L.G. (2003). “Benefits of Using Deliquescing Desiccants for Gas Dehydration.” SPE 82139; p 1-3.

Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia (ANH). (2019). Informe de gestión 2019. Recuperado de https://www.anh.gov.co/documents/16181/INFORME_GESTI%C3%93N_2019_RVCO_MM1.pdf

Alireza, Bahadori. (Mayo, 2014). Natural Gas Processing, Technology and Engineering Design. Gulf professional publishing GPG. Elsevier.

Álvarez Chica, Jean Nicolay y Jairo Brayan Porras Rodríguez. (2016). “Evaluación Técnica De Los Procesos Drizo, Cold Finger E Inyección De Gas Stripping Para La Regeneración Del Trietilenglicol (Teg) En Plantas De Deshidratación Del Gas Natural.” Tesis doct. Universidad Industrial de Santander, Escuela De Ing. De Petróleos, (vid. pág. 39).

Álvarez, J. and Porras, J. (2016) Evaluación Técnica de los Procesos Drizo, Cold Finger E Inyección De Gas Stripping para la Regeneración del Trietilenglicol (Teg) En Plantas De Deshidratación del Gas Natural. Universidad Industrial de Santander.

Amell Arrieta, Andrés Adolfo, John Ramiro Agudelo Santamaría y Francisco Javier Cadavid Sierra. (2002). “El gas natural: nuevo vector energético”. En: (vid. pág. 22).

ANLA. (2018). Informe de emisiones atmosféricas y factores de emisión de la industria de hidrocarburos en Colombia. Recuperado de <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2022/03/INVENTARIO-DE-EMISIONES-DE-FMFC.pdf>

- Arenea, F. Domínguez, J. and Perugachi, S. (2012). Escuela superior politécnica del litoral “Métodos de deshidratación del gas natural” tesina de grado Previo a la obtención del Título de: Tecnólogo en Petróleo.
- Bahadori, A, Hajizadeh, Y, Vuthaluru, H, Tade, M, Mokhatab, S, (2008). Novel approaches for the prediction of density of glycol solutions. *Journal of Natural Gas Chemistry* 17 pp. 298–302.
- Baissac, R. and Heffner, R. (2018) Optimización de Planta de Deshidratación de Gas mediante el uso de Glicol. Universidad Nacional del Comahue Facultad de Ingeniería.
- Baissac, Roberto y Ricardo Heffner. (2019). “Optimización de Planta de Deshidratación de Gas mediante el uso de Glicol”. B.S. thesis. Universidad Nacional del Comahue. Facultad de Ingeniería, (vid. pág. 36).
- Banco Mundial. (2019). State and Trends of Carbon Pricing 2019. Recuperado de <https://documents1.worldbank.org/curated/en/191801559846379845/pdf/State-and-Trends-of-Carbon-Pricing-2019.pdf>
- Benítez, L.A., Costamagna, J.V., Erdman, E., Ale Ruiz L., & Tarifa, E.E. (2013). Determinación de las condiciones de formación de hidratos empleando process ecology hydrate application. AAIQ Asociación Argentina de Ingenieros Químicos – CSPQ, Buenos Aires, Argentina.
- Braek M., Almehaideb R. A., Darwish N., Hughes R. (Julio, 2001). Optimization Of Process Parameters For Glycol Unit To Mitigate The Emission Of Btex/Vocs. Institution of Chemical Engineers. United Arab Emirates.
- Brathen Audun. (Junio, 2008.). Development of Processes for Natural Gas Drying. Norwegian University of Science and Technology Department of Energy and Process Engineering. Trondheim.

- Brucart Borrás, Enrique. (2003). El Gas Natural. Reverte, 1982 (vid. pág. 19). Caballero, Carlos y David Reinstein. “Obstáculos para el desarrollo del gas natural en Colombia”.
- Buchan, R.C. (1950). “Dehydration of Natural Gas.” Presented at the Spring meeting of the Southwestern District, Division of Production, Dallas
- Campbell, J., (2003). Technical Assistance Service for the Design, Operation and Maintenance of Gas Plants, John Campbell and Company
- Campbell, John M. (1992). Gas Conditioning and Processing. - Norman: Campbell Petroleum Series, - 7th: Vol. II: III.
- Campbell, John M. (1992). Gas Conditioning and Processing. - Norman: Campbell Petroleum Series, 7th: Vol. I.
- Environmental Protection Agency (EPA). (2022). Overview of greenhouse gases. <https://www.epa.gov/ghgemissions/overview-greenhouse-gases>
- Espinel, A. C., & Hernández, N. J. (2007). Diseño y problemas operacionales en torres contactoras de platos en plantas de deshidratación de gas con Glicol. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Bucaramanga, Colombia.
- Fuentes, C., & Peña, D. (2007). Predicción de la corrosión por CO₂ + H₂S en tuberías de acero al carbono. *Scientia et Technica*, (36), 881–886. 30.
- Gironi F., Maschietti M., Piemonte V. (Marzo, 2007). Triethylene glycol regeneration in natural gas dehydration plants: a study on the coldfinger process. Offshore Mediterranean Conference. Ravenna
- GPSA. (2004) Gas processors and suppliers association engineering databook. Tulsa, OK, USA.
- Hubbard, R, y Campbell, J, (2000). An appraisal of gas dehydration processes. *Hydrocarbon Eng.* 5 pp.71–77.

- Hubbard, R., y Campbell, J. (2000). An appraisal of gas dehy-dration processes. *Hydrocarbon Eng.* 5 pp.71–77.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2013). *Climate change 2013: The physical science basis*. Cambridge University Press.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2014). *Climate change 2014: Mitigation of climate change*. Cambridge University Press.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2018). *Global warming of 1.5°C*. Cambridge University Press.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2019). *Climate change and land*. Cambridge University Press.
- International Energy Agency (IEA). (2021). *Energy and climate change*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>
- Khosravanipour, M, Rahimpour, M, Shariati, A. (2009). Vapor-liquid Equilibria of water TriethyleneGlycol (TEG) and water + TEG + toluene at 85 kPa. *J. Chem. Eng. Data* 54, pp. 876-881.
- Kimray. (2022). *Sistema de Deshidratación de Gas: Regeneración de Glicol (TEG) | Kimray*. Kimray.com. <https://kimray.com/training/sistema-de-deshidratacion-de-gas-regeneracion-de-glicol-teg>
- Lemus, M. I. (2014). *Deshidratación de gas natural por absorción*. Universidad Mayor de San Andrés, La Paz, Bolivia.
- Lieberman, N.P. (1991). “*Troubleshooting Process Operations*.” PenWells Books, Tulsa, Oklahoma, Third Edition, p 441-448. 10.

- Majid Saidi, Mahboubeh Parhoudeh, Mohammad Reza Rahimpour. (Julio, 2014.). Mitigation of BTEX emission from gas dehydration unit by application of Drizo process: A case study in Farashband gas processing plant. Iran.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible [MADS]. (2018). Tercer Informe de Actualización Nacional de Cambio Climático. Retrieved from <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/BUR3%20-%20COLOMBIA.pdf>
- Ministerio de Minas y Energía [MME]. (2015). Ley 1753 de 2015. Retrieved from <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=61933>
- Mohammad, A, (2009). Natural gas dehydration using triethy-lene glycol (TEG). M.Sc. Thesis, Pahang University, Malaysia. pp. 40-80.
- Nemati Rouzbahani, Bahmani, M., Shariati, J., Tohidian, M.R. (Diciembre, 2014). Rahimpour. Simulation, optimization, and sensitivity analysis of a natural gas dehydration unit. Journal of Natural Gas Science and Engineering. Elsevier. Oxford.
- ObaniJesu E, (2009). Modeling the H₂S contribution to internal corrosion rate of natural gas pipeline, *Energ. Sources, Part A*, 31, pp.348-363.
- Odunowo, T. (2006). "Natural Gas Dehydration: The Suitability of Solid Desiccant Technology in Nigeria." SPE 106975-STU; p 2-3.
- Partho, R.Y.; Ruhul, M. (2011) Partho SR, Ruhul Amin M, 2011, Aspen-HYSYS Simula-tion of Natural Gas Processing Plant., *Journal of Chemical Engineering, IEB Vol. ChE. 26, No. 1, December*, pp 62-79.
- Peña, G. and Peña, S. (2015) Evaluación El Efecto De La Inyección De Gas De Stripping En La Regeneración De Teg Pobre. Universidad Industrial de Santander.

Petroblogger. (2013, February 5). Proceso de deshidratación con Glicol del gas natural.

Petroblogger.com. <https://www.ingenieriadepetroleo.com/sistema-deshidratacion-glicol/>

Porter, J.A. (1950). “Vapor-Liquid Equilibrium Data on the System Natural Gas-Water-Triethylene Glycol at Various Temperatures and Pressures.” En *Petroleum Transactions* 2048 Vol. 189, p 235-238.

Resolución No. 071 (diciembre 03 de 1999)

Ribón, H. M., Santos, N. S., & Cancino, O. O. (2010). Métodos de deshidratación de gas natural. *Revista Fuentes, El Reventón Energético*, 8(2), 55-64. 32.

Rioja Cabanillas, A. (2015) Unidad de Deshidratación y Unidad Domgas. Planta de Licuación Gorgon LNG, Inicio. E.T.S.I de Minas y Energía.

Rodríguez, M. and Ibarra, C. (2021) Optimización de una planta de deshidratación de gas con Trietilenglicol mediante tecnología de concentración de solventes en el rehervidor. Universidad Industrial de Santander.

Santillana, J. and Salinas, J. (2015) Estimación del Contenido del Agua en el Gas Natural, *Educación en Ingeniería Química*.

Stewart, M., Arnold, K. (2011) *Gas dehydration Field Manual*. Houston: Gulf Professional Publishing, pp. 40–77.

United States Environmental Protection Agency [EPA]. (2019). Air toxics risk assessment library: Benzene. Retrieved from <https://www.epa.gov/fera/risk-assessment-and-modeling-air-toxics-risk-assessment-reference-library>

Wylde, J.J. (2008). “Development and Field Deployment of a Novel Acidic Triethylene Glycol Buffer Chemical for Bringing Gas Dehydrators Back into Specification.” NACE 08649, p3.

Younger, A.H. (2004). "Natural Gas Processing Principles and Technology-Part II." University of Calgary; Cap. 13, p 9.

Zambrano, E., Rivera, Y., Garmendia, H., & Ramírez, J. (2019). Simulación del proceso de deshidratación de gas natural de la planta: Bajo Alto El Oro-Ecuador. *Ciencia E Ingeniería*, 40(3), 273–283. <https://www.redalyc.org/journal/5075/507567854006/html/>

Zamora, M. (2015). *Conceptos fundamentales de la ingeniería de producción de gas natural*. Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.