

# MÉTODOS DE DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL

---

Helena Margarita Ribón<sup>1</sup>, Nicolás Santos Santos<sup>2</sup>, Olga Patricia Ortiz Cancino<sup>3</sup>

## RESUMEN

Usualmente, el gas natural contiene cantidades significativas de vapor de agua. Éste debe ser removido con el fin de proteger el sistema de corrosión y formación de hidratos. Además, el vapor de agua en el sistema debe reducirse a niveles aceptables en la industria. Típicamente, el valor permisible de contenido de agua en tuberías está entre 4-7 lb H<sub>2</sub>O/MMPCS. Por lo anterior, la deshidratación es un paso básico en el tratamiento del gas.

Los factores más importantes en el adecuado diseño de un sistema de deshidratación de gas son la temperatura del gas de entrada y las presiones de operación. Sin esta información básica, es imposible diseñar apropiadamente una deshidratadora. Hay muchos otros datos importantes requeridos para dimensionar con precisión un sistema de deshidratación. Estas incluyen presiones, tasas de flujo y volúmenes.

El propósito de este artículo es revisar los diferentes procesos de deshidratación de gas natural utilizados en la industria de los hidrocarburos, así como los avances tecnológicos que han impactado la instalación y operación de estas facilidades.

**Palabras claves:** Contenido de agua, hidrato, sistema de deshidratación de gas.

## ABSTRACT

Natural Gas usually contains significant quantities of water vapor. This water must be removed in order to protect the system from corrosion and hydrate formation. Also, the water vapor moved through the system must be reduced to acceptable levels required by gas industry. Typically, the allowable water content in gas transmission lines ranges from 4-7 lb H<sub>2</sub>O/MMPCS.

The most important factors in the accurate design of a gas dehydration system are the wet inlet gas temperature and operation pressure. Without this basic information, the sizing of an adequate dehydrator is impossible. There are many other important data required to accurately size a dehydration system. These include pressures, flow rates and volumes.

The purpose of this paper is to review the different natural gas dehydration processes used in the hydrocarbon industry and technological advances that have impacted the installation and operation of these facilities.

**Key words:** Water content, hydrate, gas dehydration system.

---

1. Ingeniera de Petróleos, Candidata a MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos, GMPH. Universidad Industrial de Santander Bucaramanga. Colombia. E-mail: marguiribon@yahoo.es

2. MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia. E-mail: nicolas@uis.edu.co

3. MSc. En Ingeniería Química. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia. E-mail: oportizc@uis.edu.co

## INTRODUCCIÓN

Debido a la cantidad de agua que contiene el gas es necesario someterlo a un proceso de deshidratación, el cual se define como el proceso de remover el vapor de agua que está asociado al gas. El vapor de agua es probablemente la impureza más común en un flujo de gas. Este proceso cobra mayor importancia en campos donde se manejan altas presiones (1).

Las principales razones para remover el vapor de agua del gas natural son las siguientes (2), (3):

- El agua líquida y el gas natural pueden formar hidratos que taponan los equipos y tuberías (4)
- El agua líquida del gas natural es corrosiva principalmente si contiene CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S (5)
- El vapor de agua del gas natural puede condensarse en las líneas llegando a causar taponamiento
- Para optimizar el funcionamiento de los compresores
- Para cumplir con la calidad exigida para su transporte en tuberías y comercialización (6), (7).

Los aspectos enunciados anteriormente evidencian la necesidad de retirar la presencia de agua en la corriente de gas, para lo cual se han desarrollado los siguientes métodos de deshidratación:

- Absorción
- Adsorción
- Delicuescencia
- Expansión-Refrigeración
- Permeación del gas
- Tecnología Twister

La deshidratación es un proceso fundamental en las facilidades de gas natural, por consiguiente, es muy importante conocer cada uno de los métodos disponibles y diferenciar bajo qué condiciones resulta viable implementarlos, así como cuáles son sus ventajas y desventajas, por lo que a continuación se realiza una descripción de cada uno.

## DESHIDRATACIÓN POR ABSORCIÓN

La absorción es un fenómeno de transferencia de masa desde una fase gaseosa hacia una fase líquida; esto es posible mediante la adición de un líquido con alta higroscopicidad o facilidad para retirar el agua.

La deshidratación por absorción consiste en remover el vapor de agua del gas a través del contacto íntimo

con un desecante líquido. El contacto tiene lugar en una torre empacada o de platos. Los glicoles son los desecantes líquidos más efectivos; los más usados para la deshidratación del gas natural son: etilen glicol, dietilenglicol, trietilenglicol (EG, DEG, TEG). El trietilenglicol ha ganado la aceptación universal como el más efectivo de los glicoles, debido a que logra mayor depresión del punto de rocío (8), (9) y tiene bajos costos de operación. Es un líquido higroscópico no volátil, inodoro e incoloro, ha sido usado para deshidratar gases dulces y ácidos en los siguientes rangos de operación:

- Depresión del punto de rocío: 40-140°F
- Presión: 25-2500 psi
- Temperatura: 40-160°F

### Ventajas de usar TEG:

- Puede ser regenerado con facilidad
- Menores pérdidas por vaporización

### Limitación del TEG:

- No es apto para procesos criogénicos
- Es corrosivo si se contamina con H<sub>2</sub>S

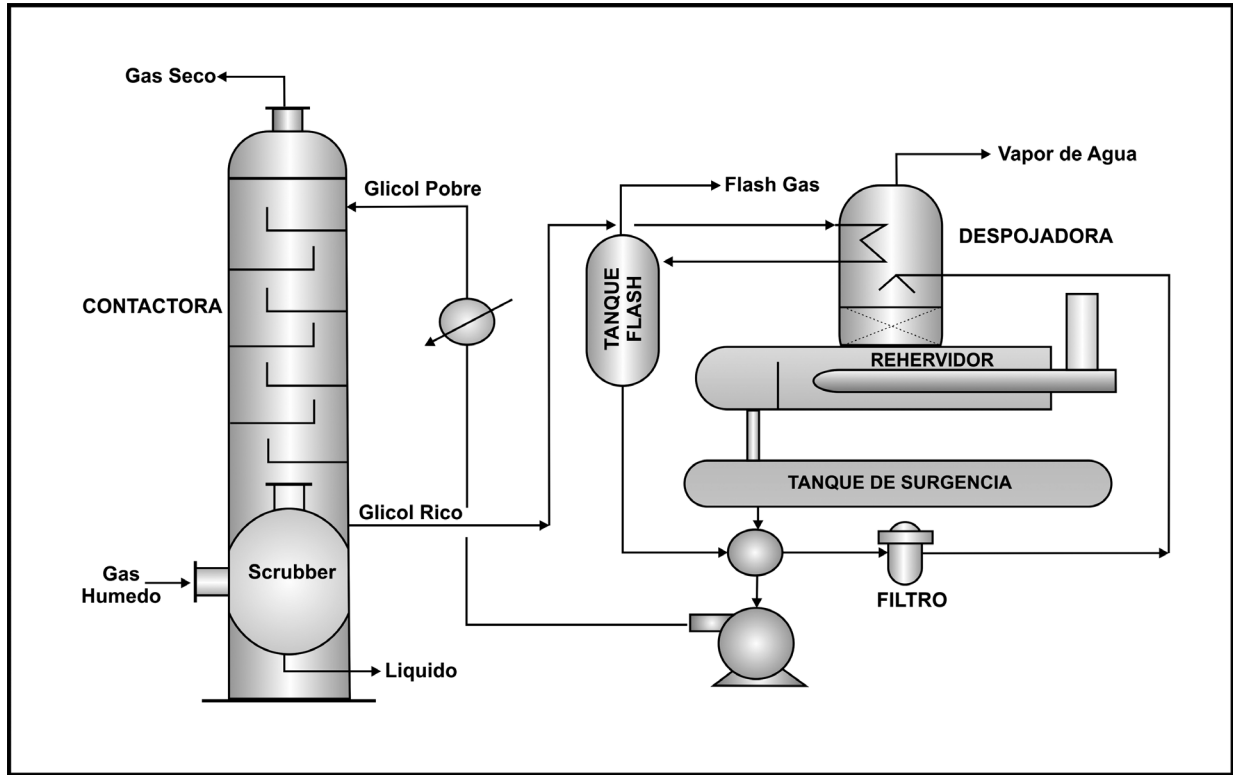
Una planta deshidratadora que utiliza TEG (Figura 1), se compone de dos zonas: la zona de deshidratación, la cual es favorecida por las altas presiones y las bajas temperaturas y la zona de regeneración, la cual es favorecida por bajas presiones y altas temperaturas. Además, se tienen dos operaciones complementarias, la primera se refiere a la limpieza del gas húmedo que entra a la torre de absorción y la segunda corresponde a la descontaminación del glicol con el objeto de evitar que lleguen impurezas al rehervidor. Se debe tener en cuenta que la absorción del vapor de agua y la reconcentración del glicol están gobernadas por el equilibrio de fases líquido-vapor.

El glicol regenerado o pobre se bombea continuamente al plato superior de la torre absorbidora, donde fluye a través de los tubos de descenso de líquido que comunican cada plato o bandeja de contacto. El gas natural asciende con contenido de vapor de agua, el gas fluye a través de las cápsulas de burbujeo o de las válvulas colocadas en cada plato. Este proceso se repite en cada plato de contacto: el líquido que desciende va absorbiendo el vapor de agua y el gas natural que asciende se va secando (10), (11).

Durante la absorción, el glicol también remueve componentes aromáticos como benceno, tolueno, etilbenceno y xileno (BTEX-Benzene, Toluene, Ethylbenzene, Xylenes) y componentes orgánicos

volátiles (VOCs-Volatil Organic Compounds) del gas natural (12), (13). Pequeñas cantidades de estos componentes se liberan del glicol rico en el regenerador que opera a altas temperaturas y bajas presiones. Aunque la mayoría de los BTEX y VOCs son separados

del glicol en la despojadora, con el fin de cumplir con las especificaciones ambientales, estas emisiones deben medirse, monitorearse y adoptar estrategias que permitan minimizarlas (14), (15), (16), (17).



**Figura 1.** Esquema de una planta de deshidratación con glicol. Tomado de GPSA Engineering Data Book, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 12th Edition, 2004.

Para el diseño de plantas de deshidratación con glicol se debe disponer de la siguiente información: Tasa de flujo de gas, gravedad específica del gas, presión de operación, máxima presión de trabajo de la torre contactora, temperatura de entrada del gas, contenido de agua requerido a la salida. De igual manera, también deben tenerse en cuenta dos criterios de diseño fundamentales para un adecuado desempeño de la planta: Relación Glicol/Agua (GWR – Glicol to Water Ratio) y la concentración del TEG pobre o seco. Se considera apropiado un valor de 2 a 6 gal TEG/lb H<sub>2</sub>O removida para la mayoría de los requerimientos del proceso de deshidratación con glicol. Muy frecuentemente, un valor de 3 gal TEG/lb H<sub>2</sub>O es usado en las deshidratadoras (18).

Normalmente, la concentración del TEG pobre o seco es de 98 a 99.5% en peso, ésta puede determinarse con base en la temperatura de la torre y la depresión o disminución del punto de rocío. Existen varios procesos y principios

para obtener una pureza de TEG mayor al 98% en peso, la cual corresponde a la pureza del TEG que se obtiene por calentamiento a 400°F y a presión atmosférica. El método más común para aumentar la concentración del glicol ha sido el uso de gas de despojo o por medio de vacío en el rehervidor. Otros procesos patentados que se usan para aumentar la pureza del glicol y así lograr una mayor disminución del punto de rocío del agua son el proceso DRIZO y el proceso COLDFINGER (19).

En la operación de las plantas de deshidratación con glicol se pueden presentar problemas operacionales tales como (20):

1. Contaminación del glicol por presencia de materiales extraños suspendidos, que causan espuma en la contactora (21) y por ende, arrastre de glicol por parte del gas.

2. Para evitar presencia de líquido (agua, hidrocarburos livianos) en el gas de entrada a la planta, se debe colocar un separador despojador (Scrubber) antes de la contactora o absorbidora.
3. Problemas de bombeo cuando se manejan bajas temperaturas, que aumentan la viscosidad de las soluciones de glicol altamente concentradas.
4. Las pérdidas de glicol deben ser controladas a menos de 0.1 galón por cada MMPCS de gas tratado.
5. El uso de glicol conlleva a problemas de corrosión (22). Esto se agrava si el gas a tratar es ácido. El glicol se vuelve altamente corrosivo si su pH es menor de 6 (23). Los problemas de corrosión se controlan al agregar un galón de amina por cada galón de glicol.

A pesar de los problemas asociados a su operación, la absorción con glicol es el método tradicional de deshidratación de gas, ya que ha demostrado ser eficiente para conseguir las especificaciones de calidad requeridas, y a que su operación es bastante conocida. Para mitigar las limitaciones de espacio en locaciones offshore, las plataformas más nuevas están usando empaque estructurado en las contactoras con glicol para reducir su diámetro y peso. Estas unidades deben conseguir un contenido de agua menor que (4 lbH<sub>2</sub>O / MMSCF) y se operan entre 1000-1200 psig (24).

## DESHIDRATACIÓN POR ADSORCIÓN

La deshidratación con desecantes sólidos es un proceso que trabaja bajo el principio de adsorción. La adsorción involucra una forma de adhesión entre las partículas del desecante sólido y el vapor de agua en el gas. La deshidratación con sólidos es mucho más eficiente que la deshidratación con glicol, con esta técnica se alcanza un contenido de agua de 0,05 lbH<sub>2</sub>O/MMPCS. Sin embargo, con el fin de reducir el tamaño de la adsorbidora, frecuentemente se usa una absorbidora con glicol para realizar una deshidratación inicial, con lo que se reduce la masa de desecante sólido necesaria para la deshidratación final.

La deshidratación con lecho sólido es una buena alternativa en aplicaciones como (25):

1. Deshidratación para conseguir puntos de rocío de agua menor que - 40°C a -50°C [-40 a -58°F], 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. Esto se usa frecuentemente para controlar el punto de rocío de hidrocarburos en corrientes de alta presión de gas pobre.
3. Deshidratación y remoción simultánea de H<sub>2</sub>S del gas natural.
4. Deshidratación de gases que contienen H<sub>2</sub>S donde la solubilidad del H<sub>2</sub>S en glicol puede causar problemas de emisión.
5. Deshidratación y remoción de componentes sulfuros (H<sub>2</sub>S, COS, CS<sub>2</sub>, mercaptano) para las corrientes de LGN y GLP (26).

Un desecante comercial debe poseer afinidad por el agua, un área superficial por unidad de volumen grande, alta resistencia mecánica, resistencia a la abrasión, inerte químicamente, y tener costos razonables. Los desecantes sólidos más usados son: gel de sílice, alúmina y tamiz molecular (27).

En sistemas de gas natural los más usados son los tamices moleculares, los cuales son formas cristalinas de aluminosilicatos que exhiben un alto grado de adsorción de agua. Permiten obtener un punto de rocío de -150°F y se pueden usar tanto para endulzar como para deshidratar el gas natural. Los tamices moleculares en su estructura forman cavidades que se conectan por poros uniformes de diámetros de 3 a 10<sup>o</sup>Å, dependiendo del tipo de tamiz. Como se elaboran de acuerdo a un tamaño de poro específico, los tamices moleculares permiten que la adsorción sea selectiva, es decir, se adsorben solamente las moléculas cuyo diámetro es menor que el tamaño del poro del tamiz molecular.

La figura 2 muestra el proceso típico de deshidratación del gas con desecante sólido. El gas húmedo al entrar a la planta pasa inicialmente por un separador (Scrubber) para remover todos los sólidos y líquidos. Posteriormente, el gas fluye hacia la parte superior de la adsorbidora que contiene un lecho desecante. Mientras una torre adsorbidora está deshidratando, la otra se está regenerando mediante una corriente de gas caliente (28).

Durante la etapa de adsorción, el gas que va a ser procesado pasa a través del lecho adsorbente, en donde el agua es retenida selectivamente. Cuando el lecho se satura, se hace pasar una corriente de gas caliente en contra flujo al lecho adsorbente para su regeneración. Luego de la regeneración y antes de la adsorción, el lecho debe enfriarse, esto se logra circulando gas frío por el lecho de adsorción en la misma dirección de flujo; posteriormente, el mismo gas puede ser empleado para el proceso de regeneración. El cambio de lechos se realiza

mediante un controlador de tiempo, el cual ejecuta los cambios en las operaciones a determinados tiempos dependiendo del ciclo; sin embargo, la duración de las diferentes fases puede variar considerablemente (29). Ciclos de tiempo demasiado largos, requieren grandes lechos y una inversión de capital adicional, pero de esta manera se incrementará la vida útil del lecho (30). Un ciclo normal de dos lechos, emplea alrededor de 8 horas para el ciclo de adsorción, 6 horas de calentamiento y 2 de enfriamiento para regeneración (31).

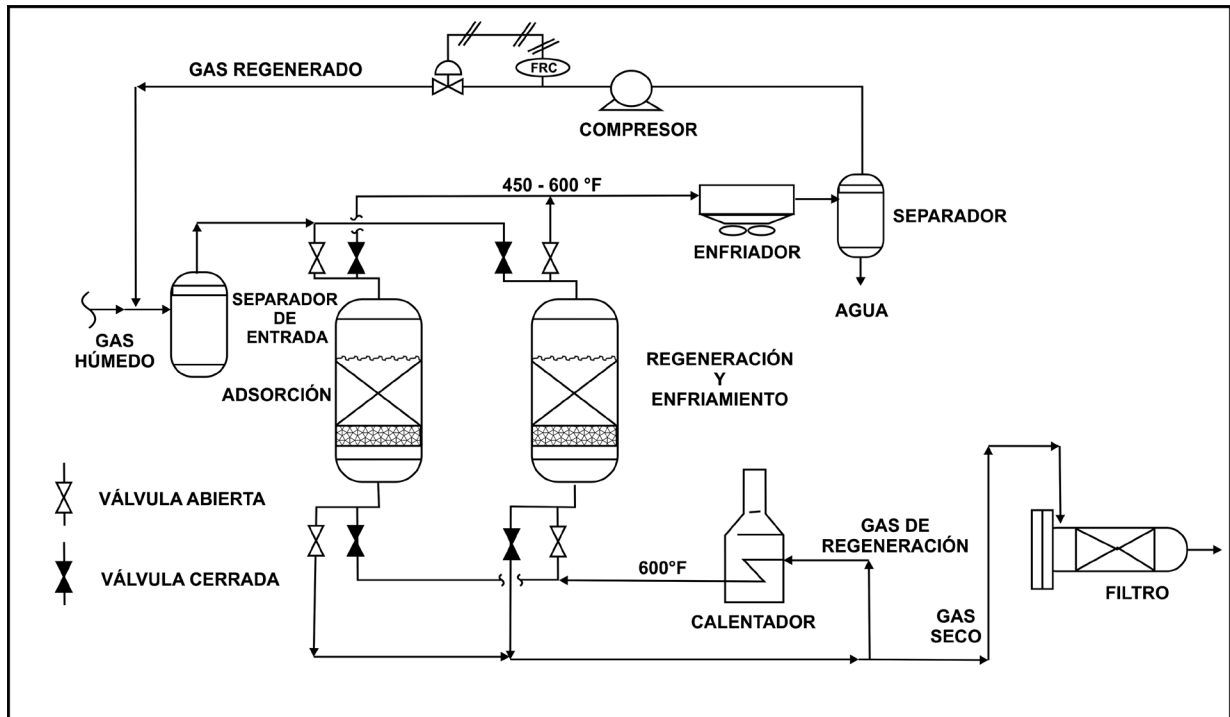


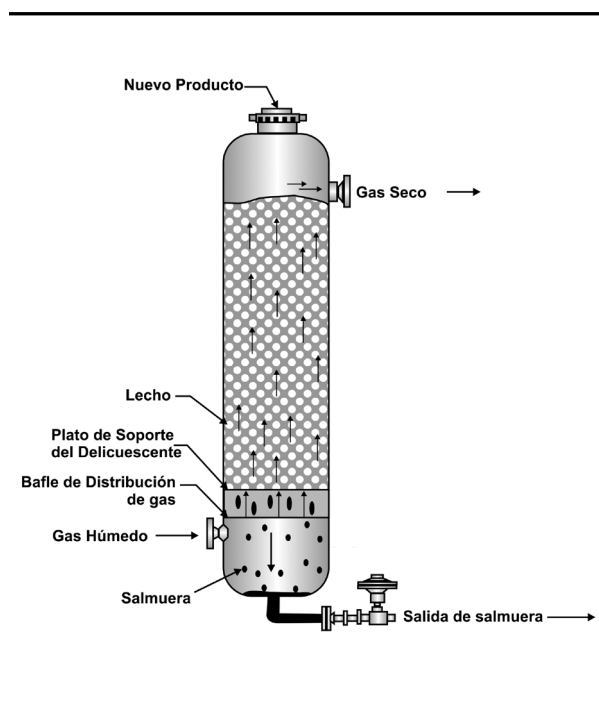
Figura 2. Esquema del proceso de deshidratación con desecantes sólidos. Tomado de GPSA Engineering Data Book, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 12th Edition, 2004.

## DELICUESCENCIA

Un deliquescente (del latín deliquescere, hacerse líquido) es una sustancia (en su mayoría sales) que tiene la propiedad de atraer la humedad y disolverse lentamente (32). La deshidratación por deliquescencia se refiere entonces, al uso de sales de metales alcalinotérreos para secar el gas. Ejemplos de sustancias deliquescentes son: cloruro de calcio, cloruro férrico, cloruro de magnesio, cloruro de zinc, carbonato de potasio, hidróxido de potasio y el hidróxido de sodio. En la industria de gas, la más empleada en los sistemas de deshidratación es el cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ).

Aunque en algunas ocasiones el uso de deliquescentes se clasifica como deshidratación por adsorción, este

proceso presenta diferencias significativas con respecto a los adsorbentes. Una deshidratadora de  $\text{CaCl}_2$  es una combinación de una torre absorbidora de vapor de agua y una unidad de lecho sólido. El paso del gas a través del lecho de cloruro de calcio anhidro forma una salmuera concentrada de gravedad específica aproximada de 1.4. El lecho se asienta a medida que el  $\text{CaCl}_2$  es consumido desde el fondo y proporciona una deshidratación eficiente hasta que queden dos pies de lecho remanente. La salmuera formada gotea dentro de una sección de absorción, en la cual la salmuera absorbe agua del gas a medida que ésta descende por gravedad, de plato en plato, en contracorriente con el gas húmedo que asciende desde el fondo. El proceso se ilustra en la figura 3 (33), (34). Se espera que el contenido de agua del gas que deja esta unidad sea de 2 lb  $\text{H}_2\text{O}$ /MMPCS (35).



**Figura 3.** Esquema del proceso de deliquesencia. Tomado de BOWMAN, B. "Benefits of Using Deliquescing Desiccants for Gas Dehydration". SPE 60170 (2000); p 5.

Generalmente, se usan varias unidades de deshidratación y se aplican en locaciones remotas donde no hay disponibilidad de personal para el monitoreo. Por ser un sistema cerrado no presenta problemas por emisiones de BTEX y VOCs, pero sí genera el problema ambiental de la disposición de la salmuera producida (36), (37).

Debido a que el equipo necesario para el proceso de deshidratación por deliquesencia es más simple que el requerido por las plantas de absorción, adsorción y membranas permeables, generalmente, los costos de equipo son menores. Los costos operacionales son afectados por la temperatura, por la presión, y por cuánto vapor de agua debe ser removido, y por lo tanto deben calcularse para cada aplicación (38).

## DESHIDRATACIÓN POR EXPANSIÓN-REFRIGERACIÓN

Deshidratación por expansión se refiere al proceso en el cual se hace pasar el gas por un reductor de presión, lo cual ocasiona su enfriamiento por el efecto Joule – Thomson, y conlleva a la condensación del agua (39), (40).

En este método, el gas se enfría adiabáticamente (refrigeración mecánica); al bajar la temperatura se

produce condensación de líquido entre los cuales está el agua. Puede utilizarse con o sin inhibidor, el proceso sin inhibidor se utiliza únicamente cuando la caída de presión disponible permite que el agua alcance el punto de rocío requerido sin formación de hidratos. Entonces, se mezcla el metanol o el glicol con el gas para enfriar el gas a temperaturas muy bajas (41), (42), (43). La mezcla agua – inhibidor se retira y el inhibidor se recupera en una columna de despojo. Las principales ventajas del proceso son:

- Puede obtener puntos de rocío en el rango de -100 a -150°F (-70 a -100°C).
- Solo requiere suministro de calor para el regenerador de metanol.

Sin embargo, requiere refrigeración externa para enfriar el gas, y minimizar las pérdidas de metanol en la despojadora.

## PERMEACIÓN DEL GAS

La permeación de gas se basa en el principio de transferencia de masa por la difusión de gas a través de una membrana.

Una membrana es una barrera semipermeable entre dos fases, que 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 de alimento (44). Los solutos consisten en moléculas o partículas que son transportadas a través de la membrana debido a fuerzas que actúan en aquellas moléculas o partículas. La extensión de estas fuerzas es determinada por el gradiente de potencial a través de la membrana (45).

Las membranas son usadas en la industria del gas natural principalmente para remover dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), agua y sulfuro de hidrogeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ). (46)

Muchas unidades tratan el gas a las especificaciones de tubería directo en cabeza de pozo para alcanzar los requerimientos de calidad:  $\text{CO}_2 < 2\%$ ,  $\text{H}_2\text{S} < 4$  ppm y contenido de agua  $< 6$  lb/MMPCS (47).

Las membranas también han demostrado una enorme efectividad en la remoción de altos niveles de dióxido de carbono como los encontrados en el recobro mejorado con  $\text{CO}_2$  y también se han usado para medir gases hidrocarburos (48). El endulzamiento de gas con membranas generalmente requiere un tratamiento

previo con solventes químicos como las aminas y deshidratación con glicol.

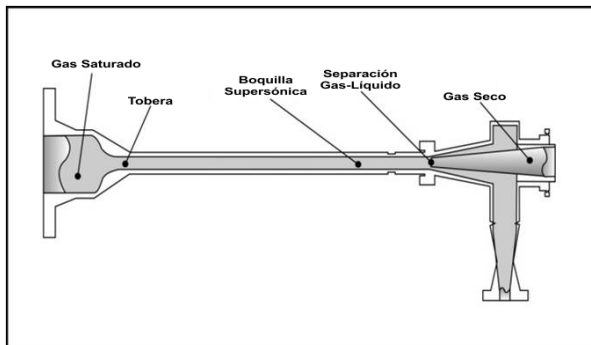
Debido a su simplicidad, a que ocupan menor espacio y peso en comparación con los sistemas tradicionales (Plantas de absorción), las membranas permeables se convierten en una alternativa para aplicaciones costa afuera (49), (50).

El pretratamiento del alimento es un componente crítico de un proceso con membranas. El gas de entrada debe estar libre de sólidos y gotas mayores a 3 micras. La temperatura del gas de entrada debe estar al menos 20°F (10°C) por encima del punto de rocío de agua para evitar condensación en la membrana (51).

## TECNOLOGÍA TWISTER

Es muy atractiva en aplicaciones costa afuera debido a su simplicidad (no tiene partes móviles), su pequeño tamaño y bajo peso.

El separador *twister* supersónico (Figura 4), es una combinación única de conocidos procesos físicos, como la expansión, la separación ciclónica gas/líquido, y los pasos del proceso de recompresión, en un dispositivo compacto y tubular para condensar y separar agua e hidrocarburos pesados del gas natural (52).



**Figura 4.** Concepto de un separador twister. Tomado de GPSA Engineering Data Book, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 12th Edition, 2004.

La condensación y la separación a velocidad supersónica son clave para conseguir en un solo paso reducciones tanto en capital como en costos de mantenimiento. El tiempo de residencia dentro del separador twister supersónico es solamente de milésimas de segundo, lo cual no permite la depositación de sólidos ni la formación de hidratos, evitando así la aplicación de inhibidores químicos (53), (54).

La eliminación de los sistemas de regeneración de químicos asociados evita las emisiones perjudiciales de benceno, tolueno, y xileno al ambiente y evita el costo de sistemas de recuperación químicos. La sencillez y la confiabilidad de un dispositivo estático, sin piezas rotantes, que funciona sin químicos, aseguran una facilidad simple con una alta disponibilidad apropiada para operaciones costa afuera. Además, el diseño de sistema *twister*, compacto y de bajo peso lo hace llamativo para las plataformas costa afuera restringidas por peso y espacio.

## CONCLUSIONES

La deshidratación con glicol se constituye como el método tradicional de deshidratación de gas natural, pero debe tenerse cuidado al operar las plantas por los problemas de emisión de BTEX y VOCs.

Las plantas de adsorción con tamices moleculares permiten una alta disminución del contenido de agua del gas, por lo tanto, son las que se emplean para deshidratar gases ricos que serán sometidos a procesos criogénicos de recobro de líquidos. Cabe aclarar que aunque son los desecantes más efectivos también son los más costosos, por lo que su aplicación está sujeta a la rentabilidad económica del proyecto.

Los deliquescentes son una tecnología viable y ofrecen una alternativa a los métodos de deshidratación tradicionales, debido a su simplicidad operacional, económica y a sus beneficios ambientales.

Las membranas permeables ofrecen una opción atractiva cuando la deshidratación se requiere para conseguir condiciones de flujo en tuberías, aunque su principal aplicación es el endulzamiento de corrientes de gas con alto contenido de CO<sub>2</sub>.

El separador *Twister* supersónico es una tecnología innovadora para el acondicionamiento de gas, tanto para deshidratación como para controlar el punto de rocío de hidrocarburos, ya que permite remover agua e hidrocarburos pesados del gas natural. Además, no necesita químicos ni equipos rotatorios para su funcionamiento, ocupa poco espacio y tiene bajo peso, lo cual disminuye significativamente los costos de capital y de operación.

## REFERENCIAS

1. BUCHAN, R.C. "Dehydration of Natural Gas". Presented at the Spring meeting of the South-western District, Division of Production, Dallas, 1950.
2. CAMPBELL, J.M. "Design of Gas Conditioning and Processing Facilities". SPE 9997 (1982); p 1-3.
3. VERDEJO, J. "Processing Schemes of Wet Sour Gas and Sweet Dry Gas in Oil Production Facilities of Mexico". SPE 74385 (2002); p 2.
4. HAMMERSCHMIDT, E.G. "Formation of Gas Hydrates in Natural Gas Transmission Lines". Ind. And Eng. Chem. (1934), Vol. 26,851
5. HAVLIK, W. "Production of Wet Natural Gas Containing Corrosive Components: Four Case Histories". SPE 100219 (2006); p 1-5.
6. SMITH, R.V. "Practical Natural gas Engineering". Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma, Second Edition, 1990, p 249-252.
7. POLITZINER, I. "Measuring the Water Vapor Content of Gases Dehydrated by Triethylene Glycol". En Petroleum Transactions 3200 (1951), Vol 192, p 301-302.
8. ROSMAN, A. "Water Equilibrium in the Dehydration of Natural Gas With Triethylene Glycol". SPE 4040. En Society of Petroleum Engineers Journal (1973); p 297-304
9. PORTER, J.A. "Vapor-Liquid Equilibrium Data on the System Natural Gas-Water-Triethylene Glycol at Various Temperatures and Pressures". En Petroleum Transactions 2048(1950), Vol. 189, p 235-238.
10. SALAMAT, R. "Choose the Right Gas Dehydration Method and Optimize Your Design". IPTC 13321 (2009); p 3-8
11. LIEBERMAN, N.P. "Troubleshooting Process Operations". PenWells Books, Tulsa, Oklahoma, Third Edition, 1991, p 441-448.
12. THOMPSON, P.A. "Estimating Hydrocarbon Emissions From Triethylene Glycol Dehydration of Natural Gas". SPE 25952 (1993); p 1-2.
13. RUETER, C.O. "Measurement and Enhanced Monitoring of BTEX and VOC Emissions from Glycol Dehydrators". SPE 29698. En SPE Advanced Technology Series,(1990); Vol 4, No 2, p 13-16.
14. BRAEK, A.M. "Optimization of Process Parameters for Glycol Unit to Mitigate the Emission of BTEX/ VOCs". SPE 87260 (2000); p 2-4.
15. ARUBI, I.M.T. "Optimizing Glycol Dehydration System for Maximum Efficiency: A Casa Study of a Gas plant in Nigeria". SPE 113781 (2008); p 1-7.
16. SORENSEN, J.A. "Glycol Used for Natural Gas Dehydration: Evaluation of Subsurface Transport and Fate Issues" SPE 52730 (1999); p 4-5.
17. CHOI, M.S. "Control of Aromatic Emissions From Glycol Dehydrators". SPE 24828 (1992); p 1-5.
18. MOTKHATAB, S. "Handbook of Natural Gas Transmission and Processing". Gulf Publishing, 2006; p 331.
19. Gas Processors Suppliers Association GPSA Engineering Data Book, Tulsa, Oklahoma, 12th Edition, 2004, Chapter20, p 30-35.
20. GUO, B. "Natural Gas Engineering Handbook". Gulf Publishing Company, Houston Texas, 2005, p 134-135.
21. FRANSEN, G. "Foam Detection in Process Units". SPE 1222336 (2009); p 1-3.
22. GONZÁLEZ, J.J. "Corrosion of Carbon Steels in Monoethylene Glycol". NACE 00498 (2000).
23. WYLDE, J.J. "Development and Field Deployment of a Novel Acidic Triethylene Glycol Buffer Chemical for Bringing Gas Dehydrators Back into Specification". NACE 08649 (2008), p3.
24. BOTHAMLEY, M. "Offshore Processing Options for Oil Platforms". SPE 90325 (2004); p 7.
25. CAMPBELL, J.M. "Gas Processing in 1982". Society of petroleum Engineers of AIME (1982); p 465-467
26. YAN, T. "Formation of Carbonyl Sulfide During Molecular Sieve Dehydration Process from High Sour Natural Gas in China". SPE 131908 (2010); p 1-2.



27. CAMPBELL, J. "Technical Assistance Service for the Design, Operation, and Maintenance of Gas Plants". 2003. Cap.9, p; 5-10.
28. GPSA Engineering Data Book, Tulsa, Oklahoma, 11th Edition, 1998, Chapter20.
29. ARNOLD,K. "Surface Production Operations: Design of Gas-Handling Systems and Facilities". Gulf Publishing. Houston, Texas, Second Edition, 1999, Vol 2, p 229-232.
30. AL-KHAMIS, M.J. "A Success Story: Extending Molecular Sieve by Double". IPTC 11497 (2007)
31. ABDEL-AAL, H.K., "Petroleum and Gas Field Processing". Marcel Dekker, New York, 2003, Chapter 12.
32. Real Academia Española, Diccionario de la lengua española, Vigésima segunda edición. ([http://buscon.rae.es/draeI/SrvltConsulta?TIPO\\_BUS=3&LEMA=delicuescentes](http://buscon.rae.es/draeI/SrvltConsulta?TIPO_BUS=3&LEMA=delicuescentes))
33. FOWLER, O.W. "Calcium Chloride Wellhead Gas Dehydrators". SPE 22 (1961).
34. ODUNOWO, T. "Natural Gas Dehydration: The Suitability of Solid Desiccant Technology in Nigeria". SPE 106975-STU (2006); p 2-3
35. YOUNGER, A.H. "Natural Gas Processing Principles and Technology-Part II". University of Calgary (2004); Cap. 13, p 9
36. BOWMAN, B. "Benefits of Using Deliquescing Desiccants for Gas Dehydration". SPE 60170 (2000); p 1-3.
37. HUBBARD, R.A. "Recent Developments in Gas Dehydration and Hydrate Inhibition". SPE 21507 (1991); p 2-3.
38. ACOR, L.G. "Benefits of Using Deliquescing Desiccants for Gas Dehydration". SPE 82139 (2003); p 1-3.
39. RECORDS, L.R. "Low Temperature Dehydration of Natural Gas". En Petroleum Transactions, AIME 3022 (1951), Vol 192, p 61-65.
40. IKOKU, C.U. Natural Gas Production Engineering, Krieger Publishing Company, Malabar, Florida ,1992, p 146.
41. MINKKINEN,A. "Methanol Gas Treating Scheme Offers Economics, Versatility". En: oil and Gas Journal (1992); p 65.
42. VERGARA, M.A. "The MEG (Mono Ethylene) Injection Gas Dehydration Process Evaluation for the Margarita Field Development". SPE 107292 (2007); p 1-5.
43. ELHADY, A. A. A. "Operating Experiences of DEG and MEG for Hydrate and Dewpoint Control in Gas Production Offshore Mediterranean". IPTC 10103 (2005); p 1-5.
44. MARKIEWICZ, G.S. "The Membrane Alternative for Natural Gas Treating: Two Case Studies. SPE 18230 (1965).
45. OHLROGGE, K. "Membranes Technology for Natural Gas Processing". SPE 75505 (2002); p 1-2.
46. FOURNIÉ, F.J. "Permeation Membranes Can Efficiently Replace Conventional Gas Treatment Processes". Journal of Petroleum Technology (1987); p 707-709.
47. Comisión Reguladora de Energía y Gas. "Actualización al Reglamento Único de Transporte de gas Natural-RUT". Documento CREG-053, 16 de agosto de 2007.
48. BRUMBOIU, A.O. "Application of Semipermeable Membrane Technology in the Measurement of Hydrocarbon Gases in Drilling Fluids". SPE 62525 (2000); p 1-5.
49. FOURNIÉ, F. "Permeation: A New competitive Process for Offshore Gas Dehydration". OTC 4659 (1984); p 1-4.
50. McKEE, R.L. "Offshore Dehydration of Natural Gas: An Evaluation of Alternatives". OTC 7595 (1994); p 1-8.
51. KIDNAY, A.J. "Fundamentals of Natural Gas Processing". Taylor & Francis Group, New York, 2006,p;160.

52. OKIMOTO, F.T. “Twister Supersonic Gas Conditioning Process”. SPE 87262 (2000); p 1-2.
53. KARIMI, A. “Selective Removal of Water From Supercritical Natural Gas”. SPE 100442 (2006); p 2-6.
54. BROUWER, J.M. “Twister Supersonic Gas Conditioning for Unmanned Platforms and Subsea Gas Processing”. SPE 83977 (2003); p 1-3.