

**TECNOLOGÍA DEL PROCESO DE ADSORCIÓN PARA EL CONTROL DE  
PUNTOS DE ROCÍO EN CORRIENTES DE GAS NATURAL**

**PAOLA MARGARITA DÁVILA SALAZAR**

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

**2015**

**TECNOLOGÍA DEL PROCESO DE ADSORCIÓN PARA EL CONTROL DE  
PUNTO DE ROCÍO EN CORRIENTES DE GAS NATURAL**

**PAOLA MARGARITA DÁVILA SALAZAR**

**Trabajo de grado para optar al título de  
Ingeniera de Petróleos**

**Director**

**ING. NICOLÁS SANTOS SANTOS, MSc.**

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

**2015**

A Dios

A mis padres José Manuel y Hortencia Margarita

A mis hermanas María Alejandra y Ana Milena

A mi prima Angélica García, ¡lo logré!

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, por permitirme existir.

Al ingeniero NICOLÁS SANTOS SANTOS por ser ese maestro, amigo, consejero que me motivó para dar siempre lo mejor y así lograr culminar con éxito esta etapa de mi vida.

A la ingeniera HELENA MARGARITA RIBON por su paciencia, dedicación; también por animarme y ser una amiga para reírnos en los momentos difíciles.

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER por haber servido de escenario para mi formación académica.

Gracias a todos mis profesores y en especial a los de la escuela de ingeniería de petróleos.

A todas aquellas personas que de una u otra forma contribuyeron a que esta meta llegara a un final feliz.

Gracias a todas mis amigas, compañeras y familiares.

Gracias, mil gracias!

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	12
1 GENERALIDADES.....	13
1.1 GAS NATURAL.....	14
1.2 CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL .....	15
1.3 ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL .....	17
2 PUNTO DE ROCÍO .....	18
2.1 PUNTO DE ROCÍO DE AGUA – WDP .....	18
2.2 PUNTO DE ROCÍO HIDROCARBURO - HCDP .....	19
2.2.1 Temperatura cricondentérmica .....	19
2.2.2 Especificaciones para el HCDP .....	20
2.3 CONTENIDO DE AGUA EN LA CORRIENTE DE GAS NATURAL ....	20
3 PROCESO DE ADSORCIÓN.....	25
3.1 ZONA DE TRANSFERENCIA DE MASA (MTZ) .....	27
3.2 MATERIAL ADSORBENTE.....	29
3.2.1 Alúmina Activada .....	30
3.2.1.1 Características .....	30
3.2.2 Gel de sílice. ....	31
3.2.2.1 Características.....	32
3.2.3 Tamiz Molecular.....	32
3.2.3.1 Características.....	33
3.2.3.2 Descripción del proceso.....	41
3.2.3.3 Diseño del proceso de adsorción.....	50
3.3 PROBLEMAS OPERACIONALES .....	59
3.4 EJEMPLO DE DISEÑO DE UNA TORRE DE ADSORCIÓN .....	63
3.5 ADSORCIÓN CON LECHO SÓLIDO PARA CONTROL DE PUNTO DE ROCÍO HIDROCARBURO .....	68
BIBLIOGRAFÍA.....	74

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1</b> Diagrama de flujo para el tratamiento y procesamiento de gas .....	13
<b>Figura 2</b> Diagrama de fases .....	19
<b>Figura 3</b> Contenido de agua en gases hidrocarburos - Mc Ketta .....	23
<b>Figura 4</b> Ampliación de una molécula de un tamiz molecular .....	26
<b>Figura 5</b> Esquema de la Zona de transferencia de masa (MTZ) .....	28
<b>Figura 6</b> Desecantes sólidos más comunes.....	29
<b>Figura 7</b> Alúmina activada.....	31
<b>Figura 8</b> Gel de sílice .....	31
<b>Figura 9</b> Tamiz molecular.....	32
<b>Figura 10</b> Estructura de los tamices moleculares. Forma cristalina de la zeolita TipoA .....	35
<b>Figura 11</b> Diferentes formas físicas de los tamices moleculares.....	36
<b>Figura 12</b> Esquema de las torres de adsorción.....	41
<b>Figura 13</b> Esquema del proceso de deshidratación con desecantes sólidos .....	42
<b>Figura 14</b> Esquema de una unidad de adsorción con dos lechos.....	43
<b>Figura 15</b> Temperaturas de entrada y salida durante el período de regeneración del lecho.....	45
<b>Figura 16</b> Curvas de adsorción que muestran el efecto de la velocidad superficial del gas en la capacidad de adsorción para cierto tipo de desecante.....	48
<b>Figura 17</b> Velocidad superficial del gas para diferentes desecantes.....	52
<b>Figura 18</b> Corrección por saturación .....	53
<b>Figura 19</b> Corrección por temperatura .....	53
<b>Figura 20</b> Proceso OHR.....	70
<b>Figura 21</b> Proceso Improved Overhead Reflux (IOR) .....	71
<b>Figura 22</b> Planta de adsorción con lecho sólido.....	72

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1</b> Composición típica del Gas Natural.....	15
<b>Tabla 2</b> Especificaciones de calidad del gas natural para venta .....	17
<b>Tabla 3</b> Tamices moleculares.....	37
<b>Tabla 4</b> Diámetros moleculares .....	38
<b>Tabla 5</b> Propiedades de varios adsorbentes .....	39
<b>Tabla 6</b> Propiedades de los desecantes comerciales.....	40
<b>Tabla 7</b> Condiciones de operación de diferentes desecantes sólidos .....	40
<b>Tabla 8</b> Velocidades superficiales del gas máximas .....	49
<b>Tabla 9</b> Constantes B y C para diferentes desecantes.....	51
<b>Tabla 10</b> Ventajas y desventajas de procesos de adsorción con lechos sólidos...62	62

## RESUMEN

**TÍTULO:** TECNOLOGÍA DEL PROCESO DE ADSORCIÓN PARA EL CONTROL DE PUNTO DE ROCÍO EN CORRIENTES DE GAS NATURAL \*

**AUTOR:** PAOLA MARGARITA DÁVILA SALAZAR\*\*

### **PALABRAS CLAVES**

Deshidratación, punto de rocío, adsorción, tamiz molecular.

### **DESCRIPCIÓN**

Todo el gas natural de producción está saturado con agua en su fase de vapor, además puede contener impurezas tales como  $H_2S$  y  $CO_2$  que generalmente son removidos con soluciones acuosas como la amina o carbonatos de potasio entre otros, los cuales saturan el gas o condensado con agua, este contenido de agua debe ser removido con el fin de evitar la formación de hidratos, cumplir con las especificaciones de venta y disminuir los efectos de la corrosión.

Para obtener un procesamiento y transporte seguro, debemos garantizar que la corriente de gas cumpla con las especificaciones de calidad y para este efecto se trata de controlar el punto de rocío por medio de la deshidratación del gas, para así remover del gas el agua y líquidos.

El objetivo de este proyecto es evidenciar cuales son los materiales desecantes que logran atrapar las moléculas de líquidos hidrocarburos y agua de la corriente de gas y mantener un punto de rocío que cumpla con las condiciones de transporte y venta. Además se presenta como es el proceso de adsorción y como funciona para controlar el punto de rocío del agua y el punto de rocío hidrocarburo en la corriente de gas natural.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad Ingenierías físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, Director M.Sc., Nicolas Santos Santos.

## SUMMARY

**TITLE:** ADSORPTION PROCESS TECHNOLOGY TO CONTROL DEW POINT IN NATURAL GAS FLOWS\*

**AUTHOR:** PAOLA MARGARITA DÁVILA SALAZAR \*\*

**KEYWORDS:** Dehydration, Adsorption, Molecular sieves, Natural gas, Dew point.

### ABSTRACT

All natural gas production is saturated with water in its vapor phase also may contain impurities such as H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub> are usually removed with aqueous solutions such as amine or potassium carbonate etc, which saturate the gas or condensed with water, this water content should be removed in order to prevent hydrate formation, meet sales specifications and reduce effects of corrosion.

For processing and safe transportation, we must ensure that the gas stream meets quality specifications and to this effect is to control the dew point by dehydration of gas, in order to remove the gas and liquid water.

The objective of this project is to show what the desiccant materials that make molecules trap liquid hydrocarbons and water from the gas stream and maintain a dew point that meets the conditions of transport and sale. Furthermore it appears as is the adsorption process and how it works to control the dew point of water and hydrocarbon dew point in the natural gas stream.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: M.Sc., Nicolás Santos Santos.

## INTRODUCCIÓN

El propósito del tratamiento y procesamiento del gas natural es asegurar que éste posea las especificaciones de calidad requeridas para poder ser comercializado, es decir, que cumpla con los requerimientos del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural en Colombia (RUT).

El tratamiento del gas natural consiste en retirarle las impurezas, como son el agua, tanto en fase líquida como vapor (deshidratación), y los contaminantes ácidos, como son el H<sub>2</sub>S y el CO<sub>2</sub> (endulzamiento). Una vez el gas es tratado se hace su procesamiento.

El procesamiento o fraccionamiento de gas se realiza cuando el gas es rico en hidrocarburos intermedios (GPM>1). Consiste en la obtención de líquidos a partir del gas natural, ya sea como productos puros como el propano, butano, pentano y componentes más pesados, o sus mezclas, como el GLP (gas licuado del petróleo) que es una mezcla de propano y butano. También se puede obtener etano líquido en el caso de plantas criogénicas (temperaturas < - 150°F.).

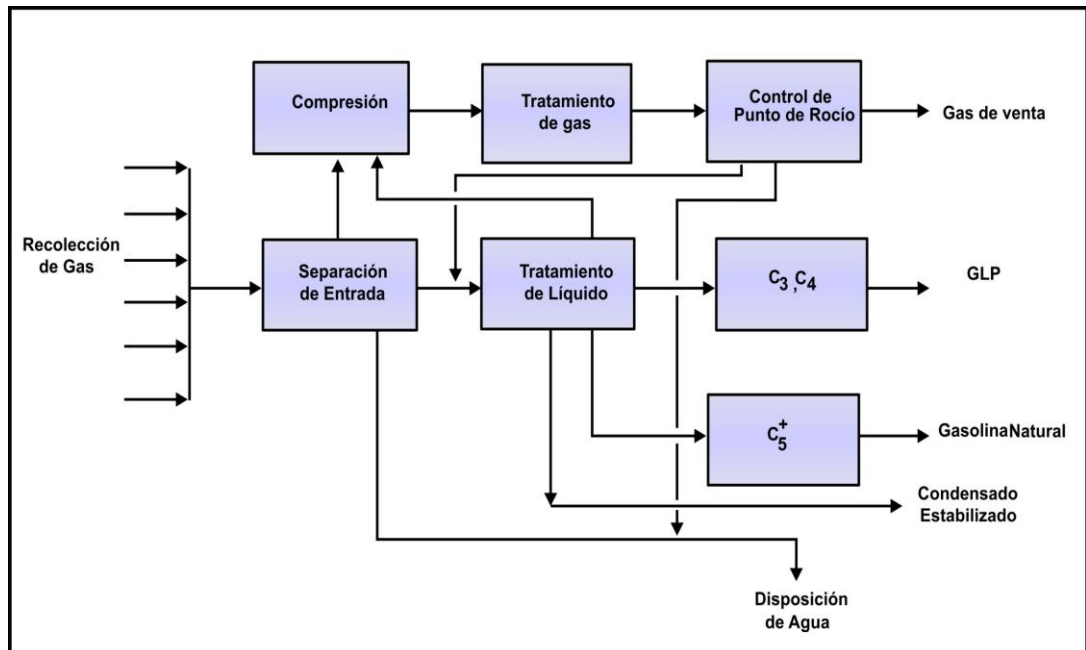
El tratamiento y el procesamiento de gas natural involucran el uso de plantas de gas, es decir, se utilizan equipos como torres contactoras, sistemas de regeneración, torres fraccionadoras, bombas, separadores, etc. Por lo anterior, las facilidades para tratamiento y procesamiento tienen que ser diseñadas para convertir el gas de producción en gas de venta, de forma tal que cumpla con las especificaciones de calidad, y que dichas facilidades operen sin interrupción. El objetivo de este proyecto es la documentación de la tecnología existente para controlar el punto de rocío en la corriente de gas natural por medio del proceso de adsorción por medio de la alúmina, gel de sílice o tamices moleculares.

# 1 GENERALIDADES

El gas de producción tiene que ser tratado para cumplir con diferentes especificaciones dependiendo de su uso final. El tratamiento mínimo para un gas de producción es la deshidratación; sin embargo, dependiendo de la composición de dicho gas, los pasos para su procesamiento puede ser como lo muestra el diagrama de flujo para el tratamiento y procesamiento de gas en la figura 1:

- Separación inicial
- Remoción de gas ácido (endulzamiento)
- **Control de punto de rocío de agua (Deshidratación)**
- **Control de punto de rocío por hidrocarburo (Recobro de líquidos del gas natural, LGN)**
- Fraccionamiento o procesamiento

**Figura 1** Diagrama de flujo para el tratamiento y procesamiento de gas



Fuente: MOKHATAB, S., POE, W., SPEIGHT, J., Handbook of natural Gas Transmission and Processing, Gulf Publishing, 2006; Capítulo 4.

El propósito del tratamiento y procesamiento del gas natural es asegurar que éste posea las especificaciones de calidad requeridas para poder ser comercializado, es decir, que cumpla con los requerimientos del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural en Colombia (RUT).

El tratamiento del gas natural consiste en retirarle las impurezas, como son el agua, tanto en fase líquida como vapor (deshidratación o control de punto de rocío del agua), control de punto de rocío por hidrocarburo y los contaminantes ácidos, como son el H<sub>2</sub>S y el CO<sub>2</sub> (endulzamiento). Una vez el gas es tratado se hace su procesamiento.

El procesamiento o fraccionamiento de gas se realiza cuando el gas es rico en hidrocarburos intermedios (GPM>1). Consiste en la obtención de líquidos a partir del gas natural, ya sea como productos puros como el propano, butano, pentano y componentes más pesados, o sus mezclas, como el GLP (gas licuado del petróleo) que es una mezcla de propano y butano. También se puede obtener etano líquido en el caso de plantas criogénicas (temperaturas < - 150°F.).

El tratamiento y el procesamiento de gas natural involucran el uso de plantas de gas, es decir, se utilizan equipos como torres contactoras, sistemas de regeneración, torres fraccionadoras, bombas, separadores, etc. Por lo anterior, las facilidades para tratamiento y procesamiento tienen que ser diseñadas para convertir el gas de producción en gas de venta, de forma tal que cumpla con las especificaciones de calidad, y que dichas facilidades operen sin interrupción.

**■ GAS NATURAL**

El gas natural se define como el gas que se obtiene de reservas subterráneas naturales, ya sea como gas libre o como gas asociado con crudo. En la tabla 1 podemos ver una composición típica del gas natural. Casi siempre contiene etano, propano, isobutano (i-butano), butano normal (n-butano), etc. Por lo general se encuentra saturado con agua la cual condensa y forma estructuras sólidas parecidas al hielo conocidas como hidratos en respuesta a cambios de temperatura y presión.

**Tabla 1** Composición típica del Gas Natural

Constituyente	Fórmula Química	Composición por volumen (%)
Metano	CH <sub>4</sub>	81.86
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	11.61
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1.92
I-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.23
N-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.22
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	0.90
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	3.18

Fuente: <http://www.gasnaturalfenosa.com.co/co/hogar/el+gas+natural/1297102453941/que+es.html>  
 \*Modificada

La existencia de vapor de agua en una corriente de gas natural puede causar taponamiento en las líneas debido a la formación de hidratos, la capacidad de las líneas se reduce debido a la acumulación de agua en la tubería, e incrementa el riesgo de daño de la tubería debido a los efectos de la corrosión del agua en presencia de gas ácido.

## CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL

Según como se encuentra en el yacimiento, el gas natural que se produce junto con el petróleo se denomina gas asociado. Para este tipo de gas es necesario un

proceso previo de separación que permita su tratamiento. Por su parte, aquel gas que se produce de yacimientos gasíferos se llama gas no asociado o libre.

De acuerdo a su composición se clasifica como:

**Gas Rico o Húmedo.** Este tipo de gas lleva consigo un porcentaje relativamente alto de hidrocarburos pesados o líquidos en estado gaseoso por lo que se alimenta a una planta de procesamiento de gas para la recuperación de los llamados líquidos del gas Natural (LGN) que incluyen etano, propano, butano, pentano e hidrocarburos más pesados. Estos líquidos del gas natural son más valiosos como materia prima de la industria petroquímica que como gas producido y pueden ser recuperados, transportados por poliductos y vendidos por separado.

**Gas Pobre o Seco.** Es el gas natural constituido por  $C_1$  y pequeñas cantidades de  $C_2$ , sin componentes licuables, es decir pobre en componentes pesados. Este tipo de gas no sufre ningún tratamiento

Igualmente, a partir de la concentración de impurezas que contenga se clasifican:

**Gas Dulce.** No contiene Sulfuro de hidrógeno ni dióxido de carbono o existen en pequeñas cantidades que según normatividad puede ser usado sin necesidad de un proceso de purificación. En este caso, el Gas Natural contiene considerables cantidades de vapor de agua sobre todo cuando se trabaja a altas temperaturas y bajas presiones.

**Gas Ácido.** Se denomina así al gas natural con altas proporciones de sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono, más de 0,25 gramos de  $H_2S$  por cada 100 pies cúbicos de gas o 4 ppm y/o si tiene más de 2% molar de  $CO_2$ .

## ■ ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL

La calidad del gas natural para que pueda ser comercializado en Colombia está definida por el Reglamento Único de transporte de gas Natural, RUT. Este reglamento lo expide la Comisión Reguladora de Energía y Gas, CREG, adscrita al Ministerio de Minas y Energía. El RUT define las especificaciones técnicas del gas natural para que pueda ser transportado y consumido por los usuarios, salvaguardando la salud humana y la integridad de los gasoductos y equipos, en condiciones seguras.

Así por ejemplo, el RUT define el contenido máximo de 6 libras de agua por cada millón de pies cúbicos de gas natural, para evitar la formación de hidratos y de agua líquida dentro de los gasoductos y equipos de medición. Igualmente, define las condiciones del poder calorífico, que controla indirectamente el “punto de rocío de hidrocarburos”. Así como los contenidos máximos de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S. También especifica la temperatura mínima y máxima con la que puede ser entregado un gas por el productor al transportador. Las especificaciones de calidad definidas en el RUT para que un gas natural pueda ser comercializado (gas de venta) en Colombia se muestran en la tabla 2. Conociendo estas especificaciones, la tasa y composición requerida del gas de venta y del gas de producción entrando a la planta; se pueden diseñar los diferentes equipos para el tratamiento y procesamiento del gas, y fijar las condiciones óptimas de operación.

**Tabla 2** Especificaciones de calidad del gas natural para venta

PROPIEDAD FISICA DEL GAS	VALOR
Máximo poder calorífico superior	1150 BTU/pie <sup>3</sup>
Mínimo poder calorífico inferior	950 BTU/ pie <sup>3</sup>
Contenido de líquidos	Libre de líquidos
Máximo contenido de H <sub>2</sub> S	0.25 granos/1000 pc 4 ppmv
Máximo contenido de CO <sub>2</sub>	2 % Vol.
Máximo contenido de vapor de agua	6 lb/MMPCS

Máxima temperatura de entrega	120°F
Mínima temperatura de entrega	45°F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	0.7 granos/1000 pc Máximo tamaño de partículas 15 micras

Fuente: Reglamento Único de Transporte- RUT

## 2 PUNTO DE ROCÍO

El gas natural está compuesto principalmente por metano mezclado con otros hidrocarburos y varios componentes no hidrocarburos. El gas está sometido a cambios de presión y temperatura desde la producción, tratamiento, procesamiento, transporte y distribución. Estos cambios pueden llevar a que hidrocarburos pesados si existen en cantidades suficientes, tomen su forma líquida.

*El punto de rocío es la temperatura a la cual se condensa líquido de una corriente gaseosa a una presión determinada.* En el gas natural se hace distinción de los puntos de rocío de agua (**WDP Water Dew Point**) y de hidrocarburo (**HCDP Hydrocarbon Dew Point**).

### ■ PUNTO DE ROCÍO DE AGUA – WDP

Es la temperatura a la cual el gas natural se satura con vapor de agua, bajo cualquier presión dada. El agua se condensa si el gas está por debajo de su temperatura de punto de rocío. La cantidad de vapor de agua contenida en el gas en su punto de rocío depende de la presión, temperatura y composición del gas.

***Depresión o disminución de la temperatura de punto de rocío.*** Esta expresión es otra forma de describir cuanto vapor de agua ha sido removido del gas natural. La depresión del punto de rocío es la diferencia entre la temperatura del punto de rocío del gas de entrada y la temperatura de punto de rocío del gas deshidratado (a la salida de la planta).

## **PUNTO DE ROCÍO HIDROCARBURO - HCDP**

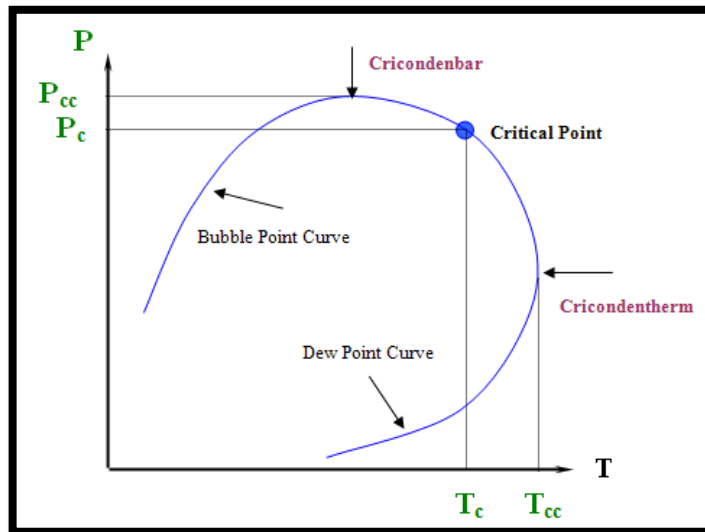
Típicamente el gas natural contiene hidrocarburos líquidos de amplio rango de peso molecular, encontrándose en menor proporción los compuestos más pesados. El compuesto más pesado es el primero en condensar y es el que define el punto de rocío del gas.

El HCDP es un parámetro importante de calidad del gas puesto que indica la temperatura y la presión a la cual los hidrocarburos que conforman la mezcla del gas natural empiezan a cambiar de fase gaseosa a líquida. Los condensados representan “pérdidas” de gas que causan errores en la determinación de flujos volumétricos, poder calorífico y otros cálculos de propiedades que se hacen en las mediciones de transferencia de custodia. Además, estos líquidos causan problemas serios tanto en tubería como en equipos de proceso que el gas alimenta, (turbinas de motores a gas)

### **2.2.1 Temperatura cricondentérmica**

La máxima temperatura a la cual ocurre dicha condensación se denomina “Cricondentherm”. En la figura 2 se muestra un diagrama de fases (Presión vs. Temperatura) para una corriente de gas natural determinada. En esta se puede observar el “Cricondentherm”, nótese que a esta temperatura se garantiza la fase gaseosa para cualquier valor de presión. Lo deseable es que bajo las condiciones de presión y temperatura de operación del sistema el gas no llegue en ningún momento a la región de dos fases (líquidos y gas) del diagrama.

**Figura 2** Diagrama de fases



Fuente: [https://www.e-education.psu.edu/png520/m4\\_p3.html](https://www.e-education.psu.edu/png520/m4_p3.html)

## 2.2.2 Especificaciones para el HCDP

Comúnmente se utilizan dos métodos principales para establecer la calidad del gas natural con respecto al contenido de líquidos:

- Definición del máximo contenido de compuestos C5+ o C6+:
  - GPM (Galones de líquido por miles de pies cúbicos estándar de gas)
  - Porcentaje molar
- Especificación del HCDP:
  - Estableciendo una máxima temperatura de HCDP a la presión de operación.
  - Determinando la temperatura cricondentérmica<sup>2</sup>.

## CONTENIDO DE AGUA EN LA CORRIENTE DE GAS NATURAL

El gas natural normalmente está saturado con vapor de agua a las condiciones de presión y temperatura de operación. El gas natural no tratado contiene, por lo

<sup>2</sup> BOYUN, Guo y GHALAMBOR Ali. Engineering Gas Handbook. University de Louisiana at Lafayette. 2005.

general, de 20 a 100 libras de agua por MMPCS de gas, de acuerdo con su temperatura.

La mayoría de esta agua se encuentra en forma líquida y puede ser removida pasando el gas a través de separadores. Sin embargo aun después de pasar el gas por los separadores quedara agua en forma de vapor. Si este vapor se condensa parcialmente, por efecto de variaciones en la presión y la temperatura del gas, podrían producirse diversos problemas en tuberías y plantas de procesamiento, tales como:

- *Corrosión en tuberías:* Causadas por el  $H_2S$  y/o el  $CO_2$  los cuales se disuelven en el agua formando ácidos que son altamente corrosivos.
- *Reducción de la capacidad de transmisión de gas en las tuberías:* el agua líquida puede depositarse en las partes bajas de las tuberías e incrementar la caída de presión y/o producir tapones de líquido.
- *Formación de hidratos:* Los hidratos son cristales formados por agua líquida e hidrocarburos livianos,  $CO_2$  o  $H_2S$ . Estos cristales se pueden formar aun a altas presiones y temperaturas mayores de  $32^\circ F$ . Los hidratos pueden taponar válvulas, conexiones, líneas de gas, etc.

Es normal que en el gas natural exista agua en estado de vapor, la cantidad que los hidrocarburos gaseosos pueden transportar se mide con equipos adecuados llamados medidores del punto de rocío. Es obvio que este parámetro se puede referir tanto a los hidrocarburos líquidos como al agua. La presión y/o temperatura del hidrocarburo incide en la cantidad de agua que puede retener; así, a presión constante, a medida que se enfría un volumen dado de gas natural, su capacidad disminuye.

La figura 3, muestra la cantidad de agua que puede retener el gas natural saturado a diversas condiciones de presión y temperatura<sup>3</sup>. Al analizar brevemente la figura 3 se puede conocer los parámetros principales que gobiernan la presencia de agua en el gas. Hagamos algunas consideraciones:

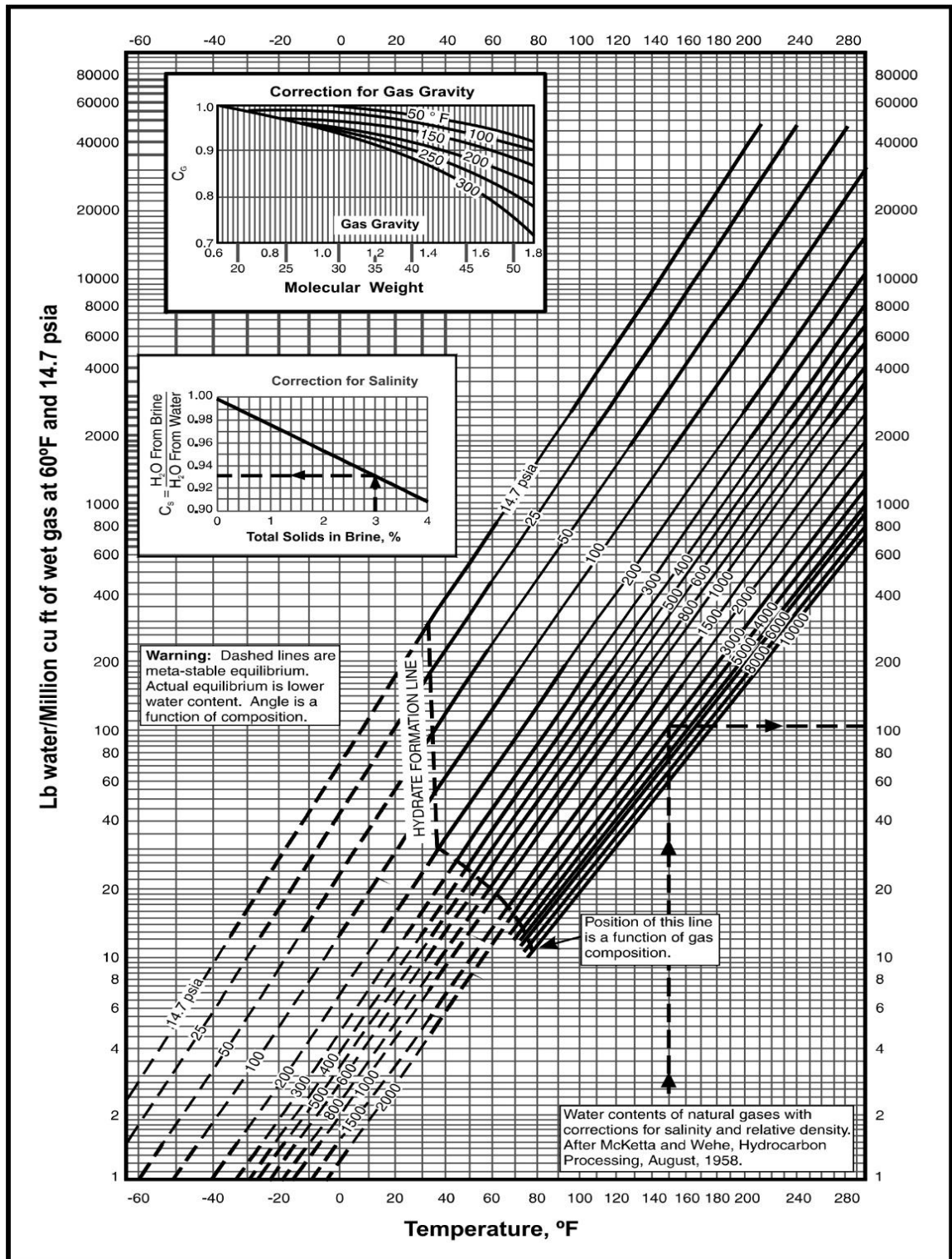
- La gráfica permite conocer el contenido de agua que transporta el gas, siempre que esté completamente saturado. Se mide en libras por cada millón de pies cúbicos de gas a condiciones normales (14,7 psia y 60 °F), a la presión y temperatura a la cual se encuentre la mezcla de hidrocarburos.
- Este contenido de agua se refiere al gas dulce (sin CO<sub>2</sub> ni H<sub>2</sub>O) y puede ser corregido por efectos de la gravedad del gas y el contenido de sales.
- El llamado grafico de McKetta, tiene una línea indicativa de las condiciones de presión y temperatura por debajo de las cuales se puede esperar la formación de hidratos.

La deshidratación es algunas veces llamada depresión o disminución del punto de rocío de agua. A partir de este proceso se obtiene un punto de rocío menor. Por ejemplo, si la cantidad de vapor de agua a una presión de 3000 psia de la corriente de gas a la que se hacía referencia anteriormente se redujera de 105 lb/MMPCS a 50 lb/MMPCS, el punto de rocío se reduciría de 150°F a 127°F. Es decir, su punto de rocío de agua se disminuiría 23°F.

---

<sup>3</sup> John Campbell, "Gas Conditioning and Processing", 3° Edition.

**Figura 3** Contenido de agua en gases hidrocarburos - Mc Ketta



Fuente: GPSA Engineering Data Book, 12 Edición, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 2004, Cap. 20<sup>Modificada</sup>

### 3 PROCESO DE ADSORCIÓN

La adsorción es un fenómeno físico que se produce cuando las moléculas de gas se ponen en contacto con una superficie sólida y algunos de ellos se condensan en la superficie. La deshidratación del gas con un desecante sólido es un proceso de adsorción en el cual las moléculas de agua son especialmente retenidas y removidas de la corriente de gas.

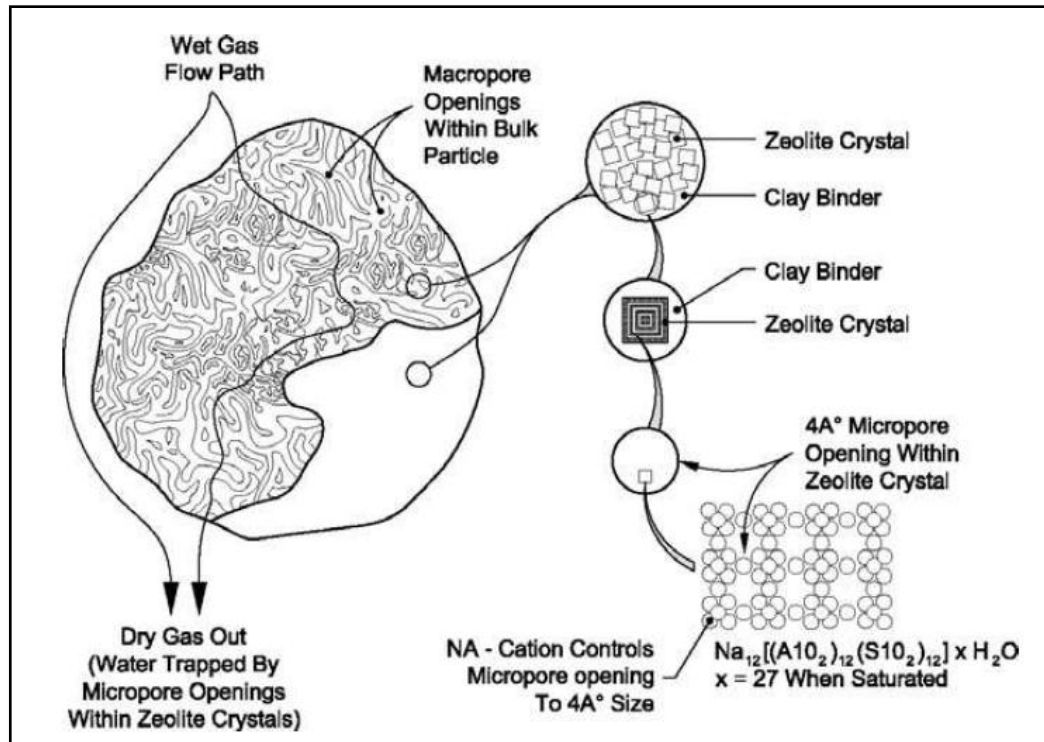
La adsorción envuelve una forma de adhesión entre la superficie del desecante sólido y el vapor de agua en el gas. El agua forma una película delgada que es retenida en la superficie del desecante por las fuerzas de atracción, no por una reacción química. El desecante es un medio de deshidratación sólido y granulado, con una gran área de superficie efectiva por unidad de peso.

Los desecantes más comunes pueden tener hasta 4 millones de pies cuadrados de área de superficie por libra. Comúnmente los desecantes usados incluyen:

- Alúmina
- Gel de Sílice
- Tamices moleculares

Estos desecantes sólidos se clasifican en muchos grados y calidades que permiten remover ciertas sustancias. La figura 4 es una ampliación de una partícula de un tamiz molecular.

**Figura 4** Ampliación de una molécula de un tamiz molecular



### 3.1 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN

El objetivo del equilibrio en una pequeña superficie muestra los siguientes patrones:

- Algunas moléculas que pasan pueden condensarse en la superficie (la física es opuesta a la adsorción química)
- Después de un tiempo finito la molécula puede adquirir suficiente energía para salir y ser remplazada por otra.
- Después de suficiente tiempo, un estado de equilibrio puede ser alcanzado cuando el número de moléculas saliendo de la superficie sea igual al número de moléculas que llegan.

El número de moléculas en la superficie es una función de:

- La naturaleza del adsorbente
- La naturaleza de la molécula que será adsorbida
- La temperatura del sistema y la concentración del adsorbato sobre la superficie del adsorbente.

La adsorción es un proceso que puede ser reversible en la misma forma que el proceso de absorción. La adsorción es estimulada por bajas temperaturas y altas presiones, mientras que la desorción es el proceso inverso, y es estimulada por altas temperaturas y bajas presiones.

## **████████ ZONA DE TRANSFERENCIA DE MASA (MTZ)**

En la entrada del lecho y para una cierta distancia de ella, el adsorbente está saturado esencialmente hasta el valor de equilibrio por el componente adsorbible en el fluido, tal como el agua en el gas natural. A la salida del lecho, el adsorbente está insaturado y el contenido de agua del gas está en equilibrio con el adsorbente insaturado activado.

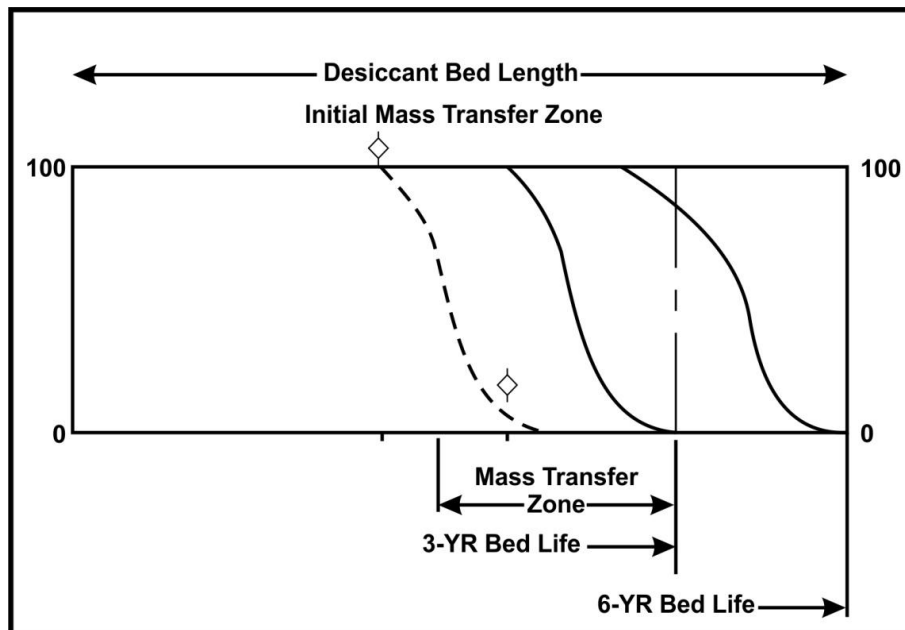
El MTZ se define como la zona entre estas dos zonas, donde la concentración de agua en el gas natural está disminuyendo, figura 5.

Las longitudes de la MTZ se pueden obtener experimentalmente para diversos materiales y sistemas y utilizar en correlaciones gráficas para propósitos de diseño.

La MTZ es una función de los siguientes factores:

- Adsorbente
- Tamaño de partícula del adsorbente
- Velocidad del fluido
- Las propiedades del fluido
- Concentración del adsorbato en el fluido que entra
- Concentración del adsorbato en el adsorbente si no está completamente reactivado
- Temperatura
- Presión
- Antecedentes del sistema

**Figura 5** Esquema de la Zona de transferencia de masa (MTZ)





**Fuente:** ARNOLD, K. y STEWART. M. Gas Dehydration Field Manual. United States: Gulf Professional Publishing. 2011. P 58. ISBN. 978-1-85617-980-5

**MATERIAL ADSORBENTE**

Un desecante comercial puede poseer una afinidad por el agua, una gran área de superficie por unidad de volumen, alta resistencia mecánica, resistencia a la abrasión, ser químicamente inerte, y tener un precio razonable, ver figura 6.

**Figura 6** Desecantes sólidos más comunes

Alúmina Activada	Gel de Sílice
	
<b>Tamiz Molecular</b>	



Para los desecantes sólidos se desea que posean las siguientes características:

- Posean una alta capacidad de adsorción (lb/lb).
- Que sean fáciles de regenerar, para que así sean más económico y el proceso más simple.
- Que presenten una tasa rápida de adsorción, lo que permitirá altas velocidades de gas y de este modo una reducción en el tamaño de la contactora.
- Una baja resistencia al flujo de gas, para minimizar la caída de presión de gas a través de la unidad.
- Alto resistencia mecánica, para soportar aplastamiento y formación de polvo.

### **3.2.1 Alúmina Activada**

La Alúmina activada es usada para deshidratar gas y líquidos. Se hace generalmente por calentamiento trihidrato de Aluminio ( $Al_2O_3 \cdot 3H_2O$ ) para eliminar la mayoría del agua.

#### **3.2.1.1 Características**

La estructura del producto es amorfa más en vez de cristalina. Las alúminas activadas pueden ser usadas en los deshidratadores de gas natural para obtener

puntos de rocío criogénicos (-73°C [-110°F]). Sin embargo, esto no ha sido probada en campo. La alúmina es raramente usada en plantas de gas natural.

**Figura 7** Alúmina activada



**Fuente:** imagen disponible en [http://es.made-in-china.com/co\\_zhongao/product\\_High-purity-Alumina-Ceramic-Balls-ZALY-hhhghuoooy.html](http://es.made-in-china.com/co_zhongao/product_High-purity-Alumina-Ceramic-Balls-ZALY-hhhghuoooy.html)

### **3.2.2 Gel de sílice.**

El gel de sílice es dióxido de silicio amorfo ( $\text{SiO}_2$ ). Es usado para la deshidratación de gas y líquidos y el recobro de hidrocarburos del gas natural. Cuando se usa para eliminar hidrocarburos, las unidades son frecuentemente llamadas HTU's (unidades de recobro de hidrocarburos).

Cuando se usa para deshidratación, el gel de sílice dará punto de rocío de salida de aproximadamente -60°F. Ampliamente usado como desecante, el cual puede ser usado para deshidratación de gas y recobro de líquidos del gas natural.

**Figura 8** Gel de sílice



### **3.2.2.1 Características.**

El Gel de Sílice es más adecuado para la deshidratación del gas natural. Esta se utiliza principalmente como un desecante, es menos catalítico que la alúmina activada o los tamices moleculares. Debido a que es amorfo, Absorberá todas las moléculas. Éste tendrá una capacidad reducida para el agua si se utiliza para secar un gas saturado. Se regenera más fácilmente en comparación con los tamices moleculares. Alta capacidad de adsorción, puede adsorber el 45% de su propio peso en agua. Menos costoso que el tamiz molecular.

### **3.2.3 Tamiz Molecular**

Los tamices moleculares son fabricados en dos tipos de cristal, un cubo simple o un cristal tipo A y un cubo centrado en el cuerpo o cristal tipo X. El tamiz tipo A esta disponible en sodio, calcio y potasio. Los tipos X están disponibles en sodio y calcio. Los tamices de sodio son los más comunes.

**Figura 9** Tamiz molecular



#### **3.2.3.1 Características.**

Es capaz de deshidratar el gas a un contenido de agua menor de 0,1 ppm. Se prefiere para deshidratar el gas antes de someterlo a procesos criogénicos especialmente para GNL. Es excelente para remover el ácido sulfúrico, CO<sub>2</sub>, para deshidratar, para ser usado a altas temperaturas de deshidratación, usado para obtener líquidos hidrocarburos pesados y posee una alta selectividad. Es mucho más costosos que el gel de sílice, pero ofrece mayor deshidratación. Requiere altas temperaturas para regeneración, lo que resulta en un alto costo de operación.

Son formas cristalinas de aluminosilicatos que exhiben un alto grado de adsorción de agua. Permite obtener un punto de rocío de  $-150^{\circ}\text{F}$ . Se puede usar para endulzar y para deshidratar el gas natural. El tamiz molecular, en su estructura forma cavidades que se conectan por poros uniformes de diámetros de 3 a 10 Å. Son elaborados de acuerdo a un tamaño de poro específico que varía según la aplicación.

La adsorción es selectiva de diversos tamaños y formas de moléculas, es decir, que se adsorben solamente las moléculas cuyo diámetro es menor que el tamaño del poro del tamiz molecular.

El tamiz molecular es fabricado en 2 tipos de cristal, un cristal Tipo A (Ver figura 10) o cubo simple y un cristal Tipo X o cubo de cuerpo centrado. El tamiz tipo A está disponible en sodio, calcio, y potasio. El tipo X está disponible en sodio y calcio.

Las formas de sodio de los tamices son los más comunes y son mostrados a continuación en fórmulas.

- Tipo 4A:  $\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2 \text{SiO}_2 \cdot \text{YH}_2\text{O}$
- Tipo 13X:  $\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2.5 \text{SiO}_2 \cdot \text{YH}_2\text{O}$

El valor de Y depende del alcance de la activación.

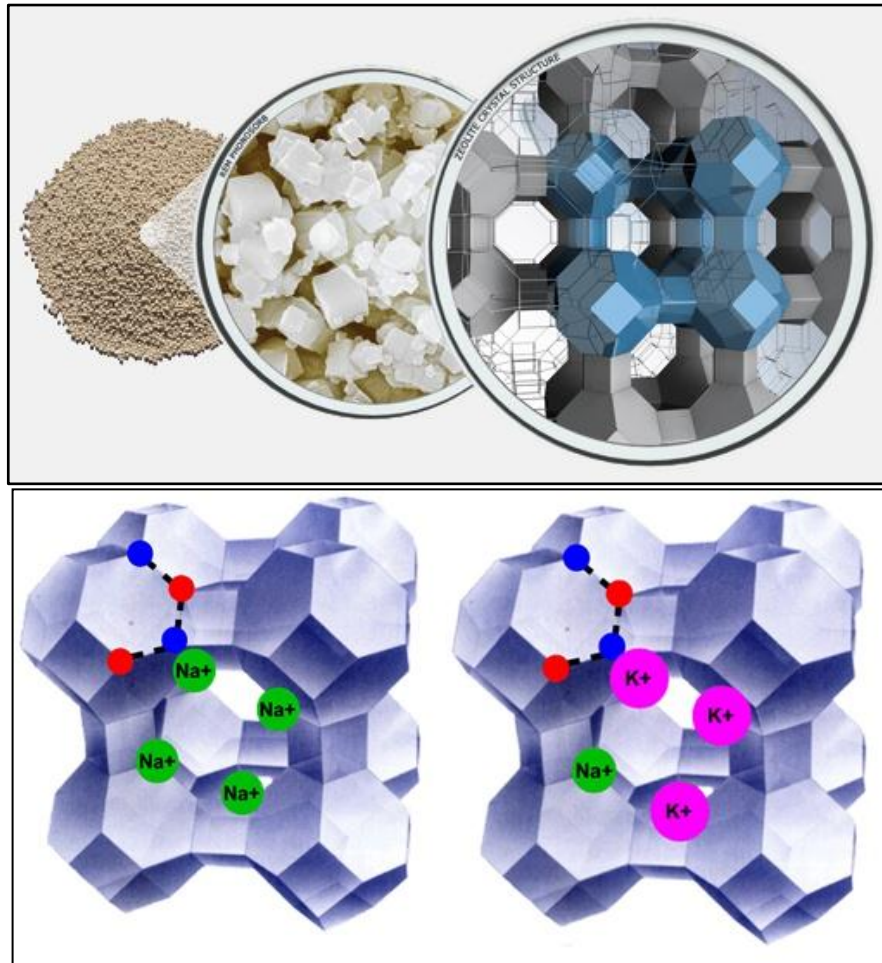
Este tipo de desecante se caracteriza por:

- Capaz de deshidratar a menos de 0,1 ppmv de agua
- Excelente para remover  $\text{H}_2\text{S}$  y  $\text{CO}_2$ .
- Más costoso que el gel de sílice y que la alúmina pero ofrece mayor eficiencia de deshidratación
- Requiere altas temperaturas de regeneración, así como altos costos de operación

Un tamiz se fabrica cristalizando el tipo de cristal apropiado en forma de sodio desde una solución de silicato de sodio, trihidrato de aluminio e hidróxido de sodio. Si la forma de sodio no es el producto deseado, entonces tanto iones de calcio como potasio sustituyen los iones de sodio remojando el cristal en una solución de la sal apropiada. El cambio de ion nunca se completa. Los cristales pequeños (1-

4 micras en tamaño) se mezclan con una arcilla y pueden ser extruidos en pellets cilíndricos o enrollados en gotas esféricas (ver figura 10). Finalmente, el tamiz se activa calentándolo a 650°C [1200°F] para remover la mayoría de los hidratos de agua.

**Figura 10** Estructura de los tamices moleculares. Forma cristalina de la zeolita TipoA



**Fuente:** imágenes superior disponible en: <http://www.grace.com/engineeredmaterials/productsandapplications>; Imagen inferior disponible en: [http://www.molecularsieve.org/Zeolite Molecular Sieve.htm](http://www.molecularsieve.org/Zeolite%20Molecular%20Sieve.htm)

La tabla 3 contiene datos de tamices moleculares estándar. Las aberturas o puertos en las cavidades del cristal son 3, 4, 5 y 10 Angstroms ( $1\text{Å} = 10^{-10}$  metros). Estas dimensiones son del mismo orden de magnitud que el diámetro de pequeñas moléculas. El tipo 3A no es estable como el tipo 4A. Es usado en

deshidratadores de gas para secar corrientes de olefinas. Raramente se necesita un tamiz diferente al 4A, 5A o tipo 13X en plantas de gas natural.

**Figura 11** Diferentes formas físicas de los tamices moleculares



Fuente: imagen disponible en <http://www.brownell.co.uk/molecular-sieves-pellets.html>.

El tipo 4A se usa para deshidratación de gases y líquidos. Frecuentemente, el tipo 5A se utiliza para remoción simultánea de  $H_2O$  y  $H_2S$  del gas natural y el tipo 13X se usa para el tratamiento de producto LGN.

La tabla 3 también proporciona datos de tamices especiales. Muchos de estos tamices son fabricados únicamente con el propósito de secar sin formar cantidades significativas de sulfuros carbónicos, los cuales son difíciles de remover de las corrientes de gas y líquido. Otros son diseñados para resistir las

corrientes con bajos pH que puede ocurrir cuando se deshidratan gases con altos contenidos de H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub>.

**Tabla 3** Tamices moleculares

	ABERTURA	OXIDO METALICO	USO
Tipo 3A	3A	0,6 K <sub>2</sub> O, 0,4 Na <sub>2</sub> O	Secar olefinas, secar metanol y etanol
Tipo 4A	4A	Na <sub>2</sub> O	Secar gases y líquidos; remover H <sub>2</sub> S
Tipo 5A	5A	0,8 CaO, 0,2 Na <sub>2</sub> O	Separar parafinas normales de las ramificadas e hidrocarburos cíclicos; remover H <sub>2</sub>
Tipo 13X	10A	Na <sub>2</sub> O	Remover mercaptanos y H <sub>2</sub> S; remover agua y CO <sub>2</sub> del aire de alimentación de la planta
TAMICES MOLECULARES ESPECIALES			
Tipo Davison Z-100	4A 5A	Na <sub>2</sub> O 0,8 CaO, 0,2 Na <sub>2</sub> O	Cubiertas de tamiz para separaciones.
Tipo Davison SZ-5	5A	>0,8 CaO,<0,2 Na <sub>2</sub> O	Remover agua y H <sub>2</sub> S del gas con formación mínima de COS
Tipo UOP RK-33	5A	>0,8 CaO,<0,2 Na <sub>2</sub> O	
Tipo UOP RK-29	5A	>0,8 CaO,<0,2 Na <sub>2</sub> O	Remover agua y H <sub>2</sub> S y mercaptanos ligeros del líquido con una mínima formación de COS
Tipo Davison SX-9	8A	>0,8 CaO,<0,2 Na <sub>2</sub> O	Remover agua, H <sub>2</sub> S y mercaptanos del líquido con formación mínima de COS

Fuente: CAMPBELL, J. *Technical Assistance Service for the Design, Operation and Maintenance of Gas Plants*, John Campbell and Company, 2003, Capítulo 9. Modificada.

El diámetro molecular de algunas moléculas comunes se encuentra en la tabla 4. Estos todos pueden ser usados para predecir si una molécula en particular será adsorbida. Por ejemplo, la abertura 5A en los cristales del tamiz tipo 5A es lo suficientemente grande para permitir la entrada de hidrocarburos de cadena lineal (n-butano hasta n-C<sub>22</sub>H<sub>46</sub>) pero lo suficientemente pequeño para excluir

hidrocarburos ramificados (i-butano hasta i-C<sub>22</sub>H<sub>46</sub>). Un uso para el tamiz 5A es separar una mezcla de hidrocarburos de cadena lineal y ramificada.

**Tabla 4** Diámetros moleculares

Molécula	Diámetro (A)	Molécula	Diámetro (A)
Helio	2,0	Propileno	5,0
Hidrógeno	2,4	Etil mercaptano	5,1
Acetileno	2,4	Butane-1	5,1
Monóxido de Carbono	2,8	Butane-2 Trans	5,1
Dióxido de Carbono	2,8	1,3-Butadieno	5,2
Nitrógeno	3,0	Clorodifluorometano (R22)	5,3
Agua	3,2	Tiopeno	5,3
Amoníaco	3,6	i-Butano a i-C <sub>22</sub> H <sub>46</sub>	5,6
Sulfuro de Hidrógeno	3,6	Diclorodifluorometano (R-12)	5,7
Metano	4,0	Ciclohexano	6,1
Etileno	4,2	Benzeno	6,7
Óxido de Etileno	4,2	Tolueno	6,7
Etano	4,4	p-Xileno	6,7
Metanol	4,4	Tetracloruro de Carbono	6,9
Metanol	4,4	Cloroformo	6,9
Etanol	4,4	Neopentano	6,9
Metil Mercaptano	4,5	m-Xileno	7,1
Propano	4,9	o-Xileno	7,4
n-Butano a n-C <sub>22</sub> H <sub>46</sub>	4,9	Trietamina	8,4

Fuente: CAMPBELL, J. Technical Assistance Service for the Design, Operation and Maintenance of Gas Plants, John Campbell and Company, 2003, Capítulo 9. Modificada.

El tamaño de poro de los cristales del tamiz dado en la tabla 3 y el diámetro de las moléculas en la tabla 4 deberá ser usado con precaución. Las moléculas y cristales son de alguna forma elásticos sus dimensiones son ligeramente dependientes de la temperatura. Por ejemplo, el agua es adsorbida por un tamiz tipo 3A y el metanol por un tipo 4A. Esto puede crear un error en la predicción.

Una comparación de las características y propiedades generales de desecantes comerciales se muestra en las tablas 5, 6 y 7, SORbead y Gel de alúmina son nombres comerciales para el gel de sílice, el cual sirve como un nombre genérico para esta clase general de desecantes.

**Tabla 5** Propiedades de varios adsorbentes

	<b>GEL DE SÍLICE</b>	<b>ALUMINA ACTIVADA</b>	<b>TAMIZ MOLECULAR 4A</b>
<b>Forma</b>	Esférica	Esférica	Cilindros extruidos (pellets) a esferas (beads)
<b>Densidad, lb/pie<sup>3</sup></b>	49 (785)	48 (769)	40 – 45 (640 – 720)
<b>Tamaño de partícula</b>	4 -8 mesh 5 - 2 mm	7 – 14 mesh, 1/8 inch, 3/16 inch, 1/4 inch diámetro (3 mm, 5 mm, 6 mm)	Cilindros de diámetro de 1/16 pulg., 1/8 pulg., ¼ pulg. (1,6 mm, 3,2 mm, 6 mm)
<b>Porosidad de lecho, %</b>	35	35	35
<b>Calor específico, Btu/Lb°F</b>	0,25 (1,05)	0,24 (1,00)	0,24 (1,00)
<b>Temperatura de regeneración, °F (°C)</b>	375 (190)	320 a 430 (160 a 220)	400 a 600 (200 a 315)
<b>Diámetro de poro promedio (Å)</b>	22	NA	3, 4, 5,10
<b>Mínima temperatura de rocío de efluente, °F (°C)*</b>	-80 (-60)	-100 (-75)	-150 (-100)
<b>Contenido de polvo promedio en el gas efluente, ppmv</b>	5 -10	10 -20	0,1
<b>Capacidad de Adsorción (wt. %)</b>	7	7	14

\*Reportado por Blachman y McHugh (2000)

Fuente: KIDNAY, A.J., PARRISH, W.R., *Fundamentals of Natural Gas Processing*, Taylor & Francis Group. 2006. STEWART, Maurice y ARNOLD, Kern. *Gas Dehydration Field Manual*. Gulf Professional Publishing. Elsevier 2011. Capítulo 2, p.73.

**Tabla 6** Propiedades de los desecantes comerciales

DESECANTE	FORMA	DENSIDAD, Lb/ft <sup>3</sup>	TAMAÑO DE PARTICULA	CALOR ESPECIFICO Btu/(Lb°F)	MIN. CONTENIDO DE POLVO EN EL GAS EFLUENTE
Alumina Alcoa F200	Beads	48	7 x 4 Tyler mesh 1/8" / 3/16" / 1/4"	0,24	- 90°F dew point
Activated Alumina UOP A-201	Beads	46	3 – 6 mesh or 5 -8 mesh	0,22	5 -10 ppmv
Mole Sieve Grace – Davison 4A	Beads	42 - 45	4 – 8 mesh or 8 – 12 mesh	0,23	0,1 ppmv (- 150°F)
Molecular Sieve UOP 4A – DG	Extrudate	40 - 44	1/8" or 1/16" pellets	0,24	0,1 ppmv
Mole Sieve Zeochem 4A	Beads	45 - 46	4 – 8 mesh or 8 – 12 mesh	0,24	0,1 ppmv
Silica Gel Sorbead – R	Beads	49	5 x 8 mesh	0,25	- 60°F dew point
Silica Gel Sorbead – H	Beads	45	5 x 8 mesh	0,25	- 60°F dew point
Silica Gel Sorbead – WS	Beads	45	5 x 8 mesh	0,25	- 60°F dew point

Fuente: GPSA Engineering Data Book. 12 Edition, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 2004, Cap 20. Modificada.

**Tabla 7** Condiciones de operación de diferentes desecantes sólidos

DESECANTE	TEMPERATURA DE ROCIO DE AGUA DE GAS EFLUENTE
Alúmina	-73°C / -100°F
Gel de sílice	-60°C / -76°F
Tamiz molecular	-90°C / -130°F

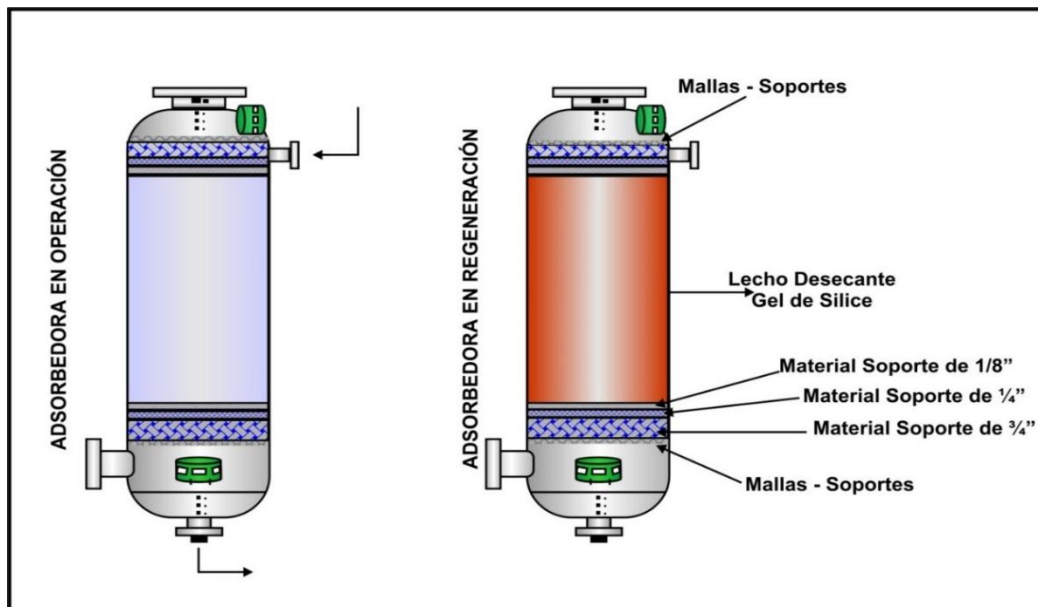
Fuente: GPSA Engineering Data Book. 12 Edición, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 2004, Capítulo 20. Modificada

### 3.2.3.2 Descripción del proceso

Las figuras 13 y 14 muestran un proceso típico de deshidratación del gas con adsorbente 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 adsorbedora que contiene un lecho desecante. Mientras una torre de adsorción está deshidratando el gas, la otra se está regenerando mediante una corriente de gas caliente.

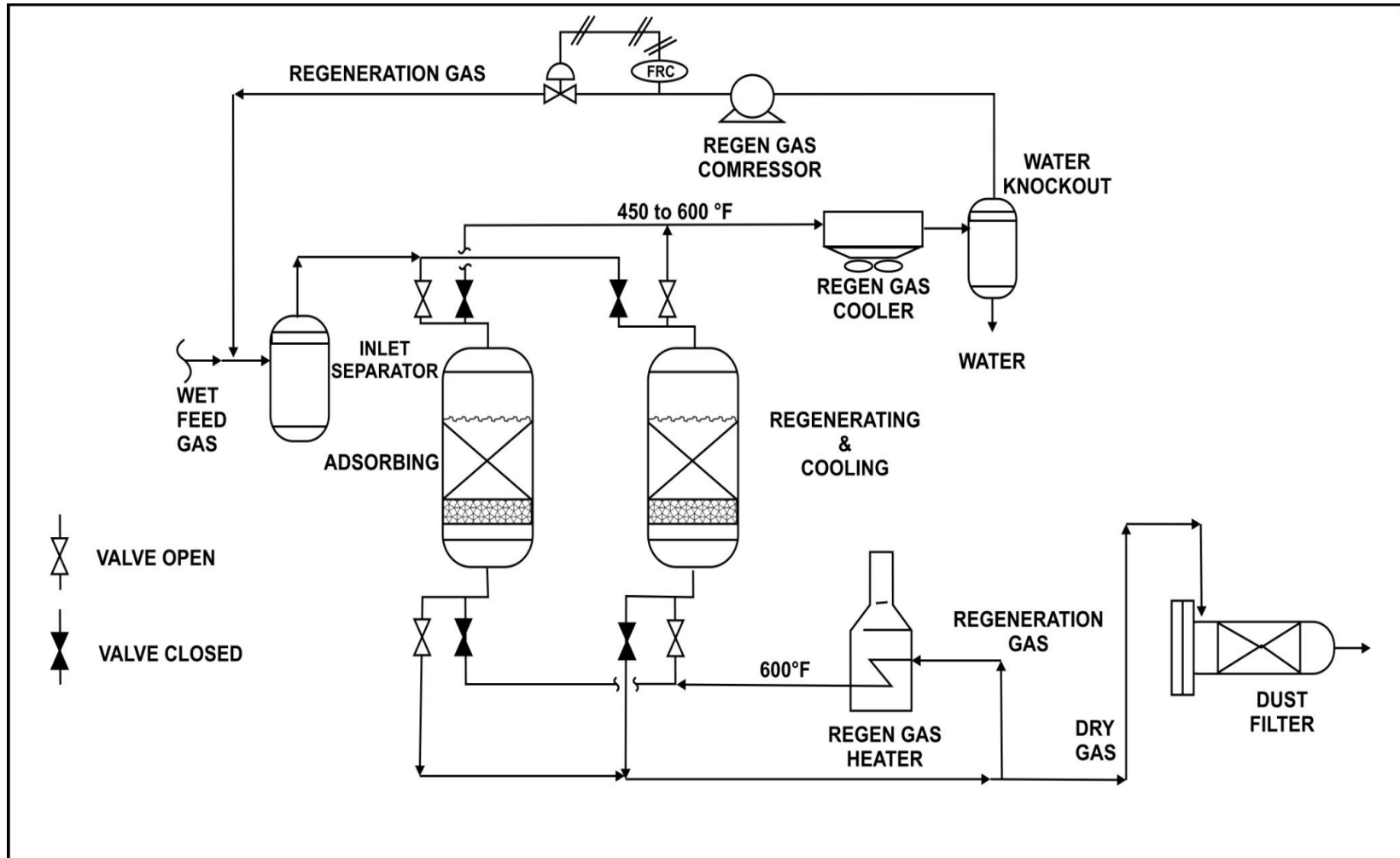
Durante la etapa de adsorción el gas que va a ser procesado pasa a través del lecho adsorbente, en donde el agua es retenida selectivamente. Cuando el lecho se satura, se hace pasar una corriente de gas caliente en contra flujo (de abajo hacia arriba) al lecho adsorbente para su regeneración. Luego de la regeneración y antes de la adsorción, el lecho debe ser enfriado, esto se logra haciendo pasar gas frío por el lecho de adsorción en la misma dirección de flujo; luego de ello, el mismo gas puede ser empleado para el proceso de regeneración.

**Figura 12** Esquema de las torres de adsorción



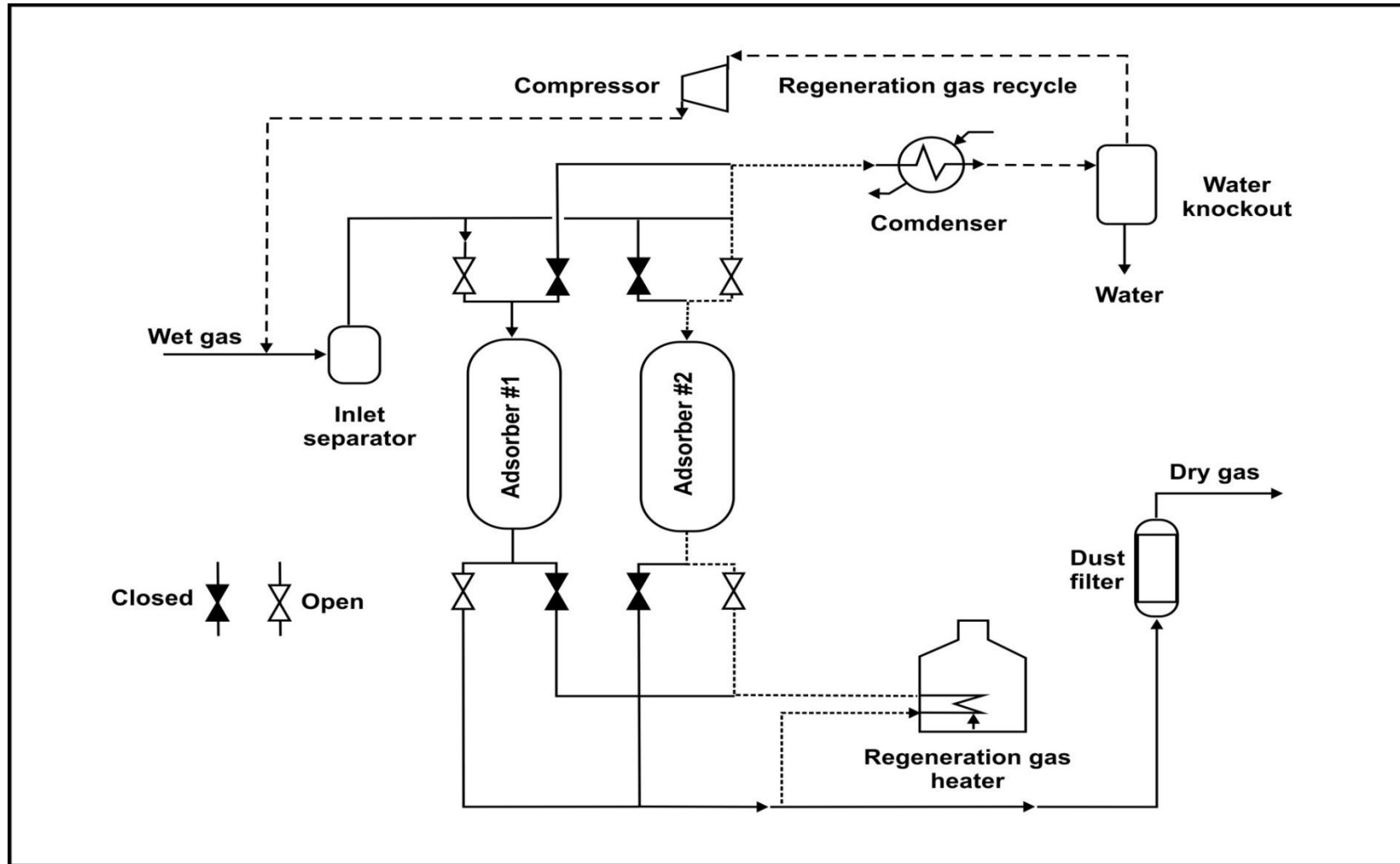
Fuente: Archivo

**Figura 13** Esquema del proceso de deshidratación con desecantes sólidos



Fuente: GPSA Engineering Data Book. 12 Edición, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 2004, Capítulo 20. Modificada.

Figura 14 Esquema de una unidad de adsorción con dos lechos



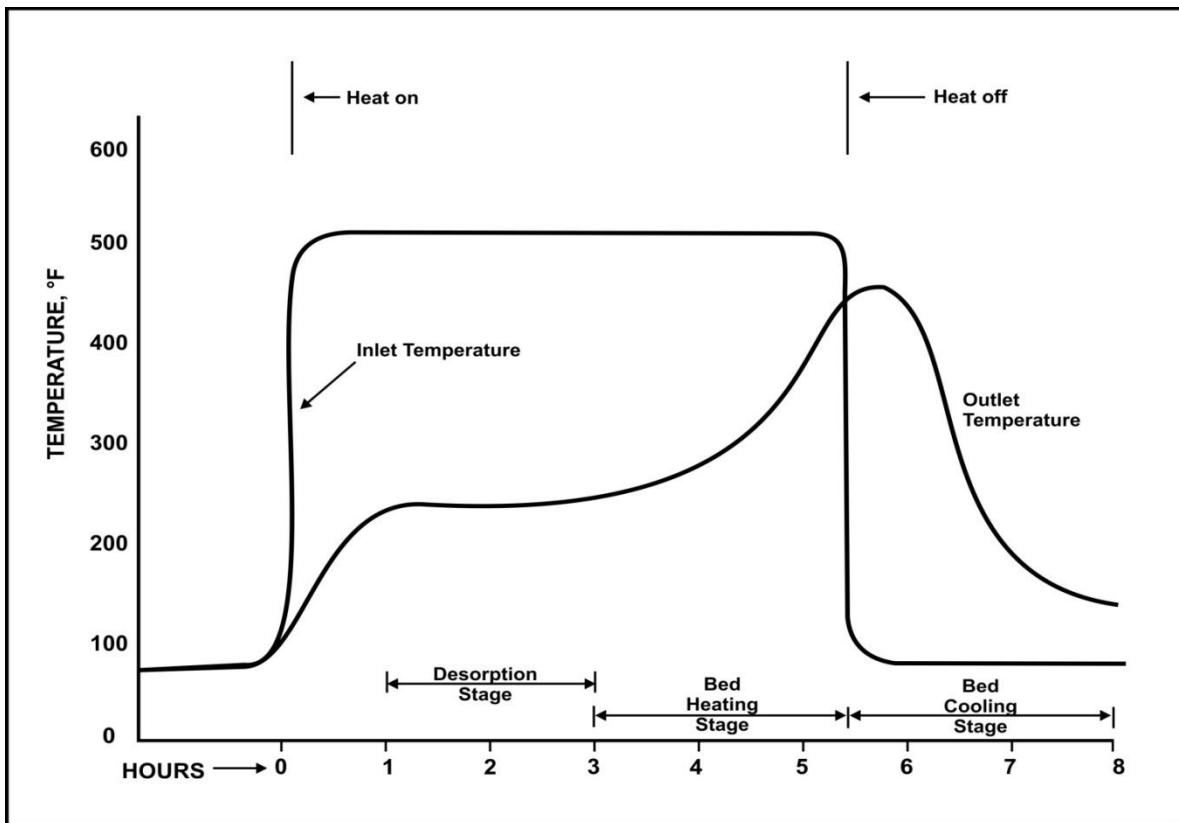
Fuente: KIDNAY, A.J., PARRISH, W.R., Fundamentals of Natural Gas Processing, Taylor & Francis Group. 2006. Modificada.

En la figura 13 se observa que hay un lecho en operación y otro en regeneración. Ambos lechos son cambiados periódicamente para evitar la irrupción del gas. En el ciclo de adsorción, la corriente de gas húmedo fluye normalmente de arriba hacia abajo, a través del lecho, formando las tres zonas: zona de saturación o de equilibrio, zona de transferencia de masa y zona activa. El lecho se protege colocando material de menor valor en cada uno de sus extremos. A un tiempo dado, una de las torres deberá estar adsorbiendo mientras que la otra estará en el proceso de calentar o enfriar para regenerar el desecante. Cuando la torre es cambiada al ciclo de regeneración, los controladores de flujo regulan la cantidad de gas húmedo (5 – 15%) que va a ser calentado a temperaturas entre 450°F y 600°F en un calentador de alta temperatura y enviado a la torre de adsorción para remover el agua previamente adsorbida.

La figura 15 muestra las temperaturas de entrada y salida en un período típico de regeneración del lecho sólido. Como la temperatura dentro de la torre es incrementada, el agua que se encuentra al interior de los poros del desecante se vuelve vapor (cuando la temperatura alcanza el rango 240°F – 250°F) y es arrastrada por el gas natural caliente. A medida que el lecho sigue calentándose, se extraen trazas de hidrocarburos pesados y otros contaminantes que no fueron vaporizados a temperaturas más bajas; se puede decir que el lecho está completamente regenerado cuando alcanza la temperatura pico entre 350°F y 550°F (ver figura 15). Una vez el lecho ha sido “secado”, es necesario que fluya gas frío a través de la torre para retornar a las temperaturas de operación normales que se encuentran cerca de los 100 o 120°F. El gas de enfriamiento debe ser gas que haya sido deshidratado.

Cuando el gas de regeneración es enfriado el nivel de saturación de vapor de agua disminuye significativamente y el agua se condensa. El agua líquida o condensada es removida en un separador. El gas de regeneración es reciclado y entra con el gas a deshidratar a la torre adsorbedora en operación (ver figura 14).

**Figura 15** Temperaturas de entrada y salida durante el período de regeneración del lecho



Fuente: GPSA Engineering Data Book. 12 Edición, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 2004, Capítulo 20. Modificada.

Las variables que afectan el proceso de adsorción tienen efecto en la deshidratación del lecho sólido y en la eficiencia operacional de la planta de deshidratación. Entre ellas se encuentran:

- Calidad del gas de entrada (humedad y otros componentes)
- Temperaturas en el proceso.
- Presiones y caída de presión en la torre.

- Tiempos de cada ciclo.
- Velocidad superficial del gas.
- El gas de regeneración
- Dirección del flujo de gas en la planta

**Calidad del Gas de Entrada.** La humedad y los componentes del gas afectan el desempeño del lecho, la saturación relativa del gas determina el tamaño del lecho de desecante sólido y este afecta la transferencia de masa al desecante.

**Humedad.** Se pueden esperar en algunos desecantes (excepto los tamices moleculares) mayores capacidades de adsorción cuando la corriente de gas está saturada (100% de humedad relativa) que cuando son gases parcialmente saturados.

**Componentes.** Algunos como CO<sub>2</sub>, hidrocarburos pesados y aquellos sulfurados pueden afectar negativamente el desempeño del lecho. Entre mayor sea el peso molecular del componente, más posibilidad tiene éste de ser adsorbido.

**Temperatura.** La eficiencia del proceso de adsorción disminuye a medida que la temperatura de la corriente de gas de entrada aumenta. La mayoría de desecantes tienen un mejor desempeño a temperaturas bajas.

También es importante mencionar que cuando el gas de regeneración se combina con el gas de entrada (ver figura 13), la temperatura del gas de regeneración no debe ser tan baja en comparación a la del gas de entrada porque podría condensar agua e hidrocarburos líquidos y causarle daños al lecho.

La temperatura con la que el gas entra al proceso de desorción (regeneración) y sale del mismo afecta la eficiencia de la planta y la vida útil del desecante.

**Temperaturas máximas.** La máxima temperatura de adsorción depende de los tipos de contaminantes del gas y de la afinidad del desecante por ellos. Para la regeneración se usan temperaturas máximas entre 450°F y 600°F. Si se utiliza gas húmedo para enfriar el lecho se debe finalizar la etapa de enfriamiento cuando el lecho alcance una temperatura de 125°F, por debajo de esta se puede presaturar el lecho antes del proceso de adsorción. Si en cambio, se utiliza gas seco para enfriar el lecho, se finaliza el ciclo de enfriamiento cuando el gas alcance una temperatura por debajo a la del gas de entrada en unos 10°F a 20°F.

**Presión.** La capacidad de adsorción del lecho disminuye a medida que la presión decrece y con el uso. Si se trabaja por debajo de la presión de diseño se forzaría el lecho para que remueva el agua y mantenga el punto de rocío requerido en la corriente de salida.

**Caída de presión.** Para lograr una deshidratación efectiva y para extender la vida del desecante, la caída de la presión en la torre de adsorción no debe exceder los 8 psi. Dado que el desecante es frágil y se puede quebrar por el peso del lecho y las fuerzas de caída de presión. Por lo tanto siempre debe chequearse la caída de presión después de fijarse la altura del lecho.

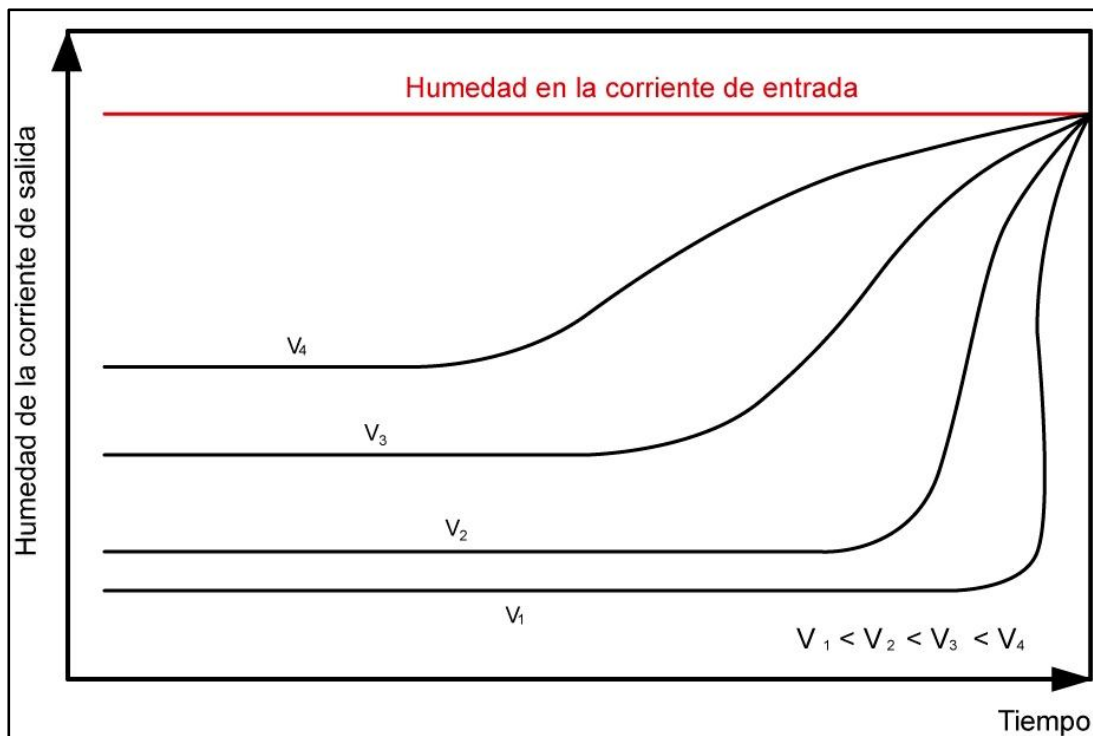
**Tiempo.** Por lo general se destinan 8 horas para la adsorción y entre 8 y 9 horas para el ciclo de regeneración (desorción: 5 – 6 horas, enfriamiento: 2 – 3 horas).

**Velocidades del gas.** Durante el proceso de adsorción, a medida que disminuye la velocidad del gas se incrementa la capacidad de adsorción del desecante (figura 15). Para aprovechar el desecante a su mayor capacidad se debe trabajar con bajas velocidades superficiales del gas; sin embargo, velocidades lineales

muy bajas resultarían en la canalización del gas húmedo y entonces se requerirían torres con mayor diámetro. Por otro lado, velocidades lineales altas conllevan a bajas eficiencias de adsorción y daño del desecante.

En la tabla 8 se muestran los valores máximos de velocidad superficial del gas que se permiten para ciertas presiones de operación de la torre. En el proceso de regeneración es importante tener en cuenta que a velocidades menores que 10 ft/s el gas se canaliza obteniendo una mala regeneración y una deshidratación deficiente.

**Figura 16** Curvas de adsorción que muestran el efecto de la velocidad superficial del gas en la capacidad de adsorción para cierto tipo de desecante



Fuente: STEWART, Maurice y ARNOLD, Kern. Gas Dehydration Field Manual. Gulf Professional Publishing. Elsevier 2011. Capítulo 2, p.68.

**Tabla 8** Velocidades superficiales del gas máximas

Presión de operación de la torre (psig)	Máxima velocidad superficial (ft/min)
14,7	110
400	60
600	55
1000	40

Fuente: STEWART, Maurice y ARNOLD, Kern. Gas Dehydration Field Manual. Gulf Professional Publishing. Elsevier 2011. Capítulo 2, p.69.

**Gas de regeneración.** Para seleccionar el gas de regeneración depende de los requerimientos de la planta y de la disponibilidad de una corriente de gas apropiada para el proceso. Si se requiere un gas de venta con baja humedad (< 0,1 ppm) se debe utilizar un gas seco; si el requerimiento de humedad es moderado se puede utilizar una porción del gas húmedo de entrada.

**Efectos del gas de regeneración en la calidad del gas de venta.** El gas de regeneración desabsorbe el lecho en el orden inverso como se hace en la adsorción. En orden, C<sub>1</sub> y C<sub>2</sub> serán los primeros en ser desorbidos, luego los propanos e hidrocarburos más pesados, sigue el CO<sub>2</sub>, el H<sub>2</sub>S y por último el agua. El gas de regeneración se combina con la corriente de entrada (ver efecto de la temperatura) con el fin de garantizar que al final el gas de venta (corriente de salida, ver figura 17) cumpla con las especificaciones requeridas, pero en caso que éstas no sean exigentes, el gas de regeneración enfriado será admitido como gas de venta.

**Dirección del flujo del gas.** La dirección del flujo afecta la calidad del gas de venta, los requerimientos de regeneración y la vida útil del desecante. Durante el proceso de deshidratación el flujo es hacia abajo, lo cual permite manejar velocidades altas sin levantar el lecho y sin causar su fluidización. Durante el proceso de regeneración, el flujo es hacia arriba lo cual permite una mejor reactivación de la porción más baja del lecho. Si fuera en cocorriente (de abajo hacia arriba) el agua y otros contaminantes retenidos en su mayoría en la parte

superior del lecho, sean transportados a través de todo el lecho, lo cual ocasiona una contaminación adicional y tiempos de regeneración más largos. El enfriamiento se hace normalmente con gas seco o deshidratado y de abajo hacia arriba.

El cambio de lechos es hecho por 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 del ciclo puede variar considerablemente. Tiempos de ciclos demasiado largos, requieren lechos más largos y una inversión de capital adicional, pero de esta manera se incrementará la vida útil del lecho. 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.

### **3.2.3.3 Diseño del proceso de adsorción**

Las siguientes aproximaciones, son buenas consideraciones para estimar el comportamiento de los desecantes sólidos durante la deshidratación. Esta información solamente sirve como base para hacer cálculos de diseño preliminares basados en una longitud de ciclo dada, número de torres y sus configuraciones y un tipo de desecante determinado.

**Velocidad Superficial:** Si la velocidad superficial del gas durante el proceso de secado decrece, la habilidad del desecante para deshidratar el gas se incrementa, además si se opera a la mínima velocidad se logra utilizar el desecante en su totalidad; sin embargo, bajas velocidades requieren torres de adsorción con grandes áreas transversales para manejar un flujo de gas dado y permitir que la corriente de gas húmedo a través del lecho del desecante tenga deshidratación completa.

La figura 17 permite calcular la velocidad superficial del gas dentro del lecho, para diferentes tamaños y formas de desecante.

Un método alternativo para calcular la velocidad superficial del gas en un lecho de tamiz molecular es usar la ecuación de Erguí (1952), la cual relaciona el  $\Delta P$ ,  $V_{sg}$ ,  $\mu$ ,  $\rho$  y el tamaño del desecante como se muestra:

$$\frac{\Delta P}{L} = B * \mu * V + C * \rho * V^2 \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

$\Delta P/L$  = Caída de presión por longitud del lecho (psi/pie).

$\mu$  = Viscosidad del gas (cp).

$\rho$  = Densidad del desecante (lb/pie<sup>3</sup>).

$V$  = Velocidad superficial del gas (pie/min):

$B$  y  $C$  = Constantes dadas en la tabla 9 para diferentes materiales.

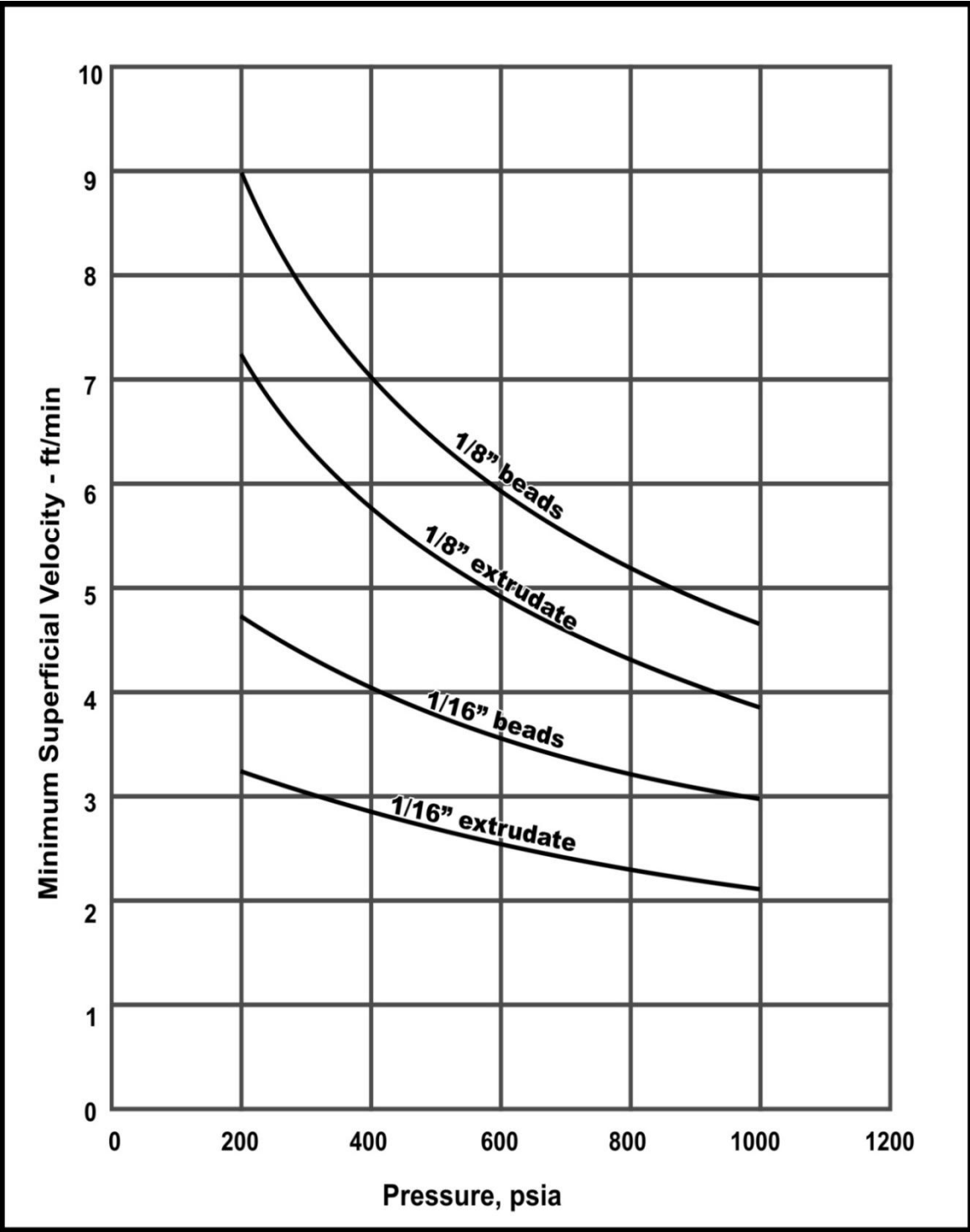
La figura 17 relaciona la velocidad superficial del gas con la presión del sistema y fue derivada de la ecuación 1 para una determinada composición de gas y una relación  $\Delta P/L$  igual a 0,333 psi/pie. La caída de presión de diseño está alrededor de 5 psi y no se recomiendan caídas mayores de 8 psi.

**Tabla 9** Constantes B y C para diferentes desecantes

TIPO DE PARTICULA	B	C
1/8 inch (3 mm) bead	0,0560	0,0000889
1/8 inch (3 mm) pellets	0,0722	0,0001240
1/16 inch (1,5 mm) bead	0,1520	0,0001360
1/16 inch (1,5 mm) pellets	0,2380	0,0002100

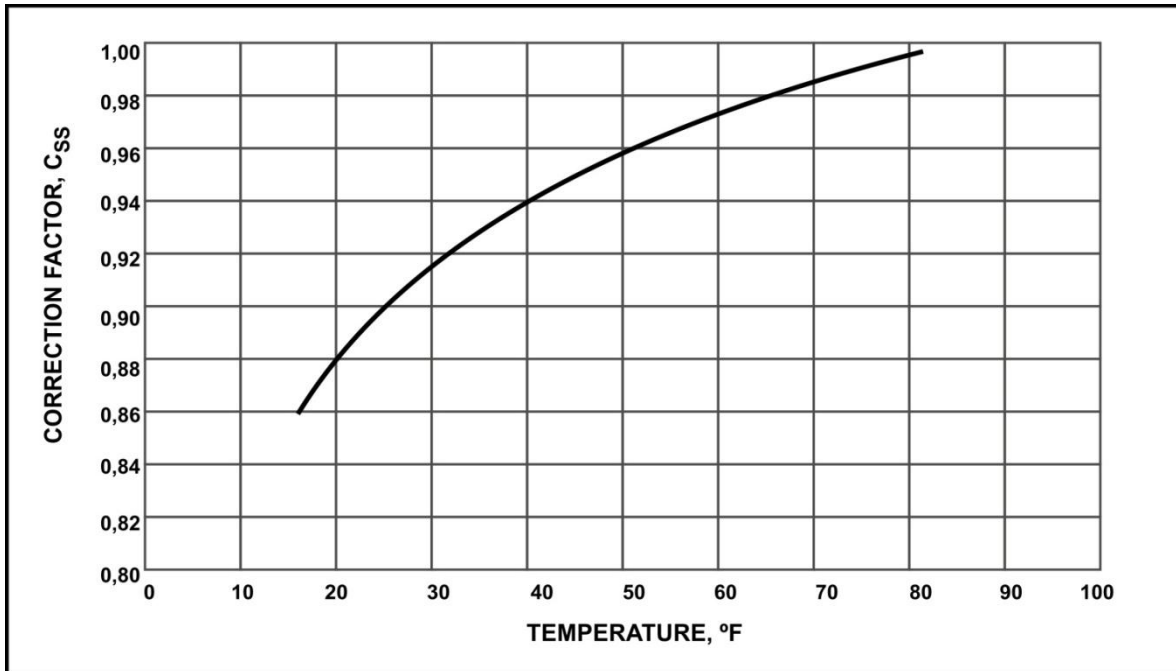
Fuente: GPSA Engineering Data Book. 12 Edición, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 2004, Capítulo 20. Modificada.

Figura 17 Velocidad superficial del gas para diferentes desecantes



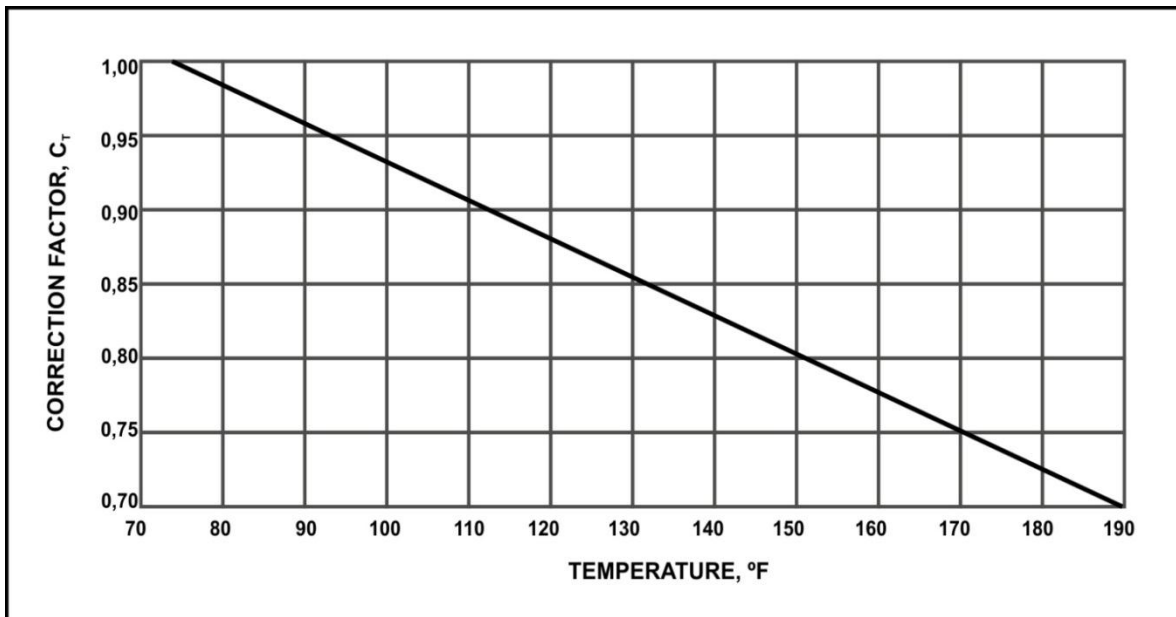
Fuente: GPSA Engineering Data Book. 12 Edición, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 2004, Capítulo 20. Modificada.

**Figura 18** Corrección por saturación



Fuente: GPSA Engineering Data Book. 12 Edición, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 2004, Capítulo 20. Modificada.

**Figura 19** Corrección por temperatura



Fuente: GPSA Engineering Data Book. 12 Edición, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 2004, Capítulo 20. Modificada.

**Diámetro del Lecho:** Una vez la velocidad superficial del gas ha sido determinada, puede entonces calcularse la longitud del lecho y su diámetro.

El diámetro interno mínimo para una determinada velocidad superficial de gas, está dado por la ecuación:

$$D_{\min} = \sqrt{\frac{4 * Q_G}{\pi * V_{\max}}} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

$D_{\min}$  = Diámetro mínimo del lecho, pies

$Q_G$  = Tasa o flujo de gas, pies<sup>3</sup>/min

$V_{\max}$  = Velocidad superficial del gas máxima, pies/min

El diámetro se aproxima al diámetro comercial más cercano.

**Masa de desecante en la zona de saturación,  $S_s$ :** El paso siguiente es escoger un ciclo de tiempo y calcular la masa de desecante requerida. Ciclos muy largos (> 12 horas) pueden justificarse en casos de que el gas no esté saturado con agua, pero requieren grandes lechos y por tanto grandes costos de inversión.

Como se mencionó anteriormente, durante el ciclo de adsorción se puede considerar que el lecho está compuesto de tres zonas. La zona de cima llamada zona de saturación o equilibrio, en la cual el desecante está en equilibrio con el gas húmedo que entra. La zona media o zona de transferencia de masa, la cual no está saturada y donde el contenido de agua del gas se reduce a menos de 1 ppm peso. La zona de fondo es la zona de desecante sin usar y se llama zona

activa. Las zonas de saturación y de transferencia de masa se van corriendo hasta que se saca de servicio la torre para regeneración.

En la zona de saturación se espera que el tamiz molecular retenga aproximadamente 13 lb de agua por 100 lb de tamiz. Tamices nuevos pueden tener una capacidad en equilibrio cercana a 20 %, 13 % representa una capacidad aproximada para un tamiz de 3-5 años de uso. Esta capacidad debe ajustarse cuando el gas no está saturado con agua o la temperatura está por encima de 75°F.

Para calcular la masa de desecante requerida en la zona de saturación  $S_s$ , se calcula la cantidad de agua a ser removida durante el ciclo y se divide por la capacidad efectiva.

$$S_s = \frac{W_r}{(0,13)(C_{SS})(C_T)} \quad \text{Ecuación 3}$$

$$L_s = \frac{4S_s}{\pi D^2 (\rho_{ms})} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

$S_s$  = Libras de material para la zona de transferencia

$C_{SS}$  = Factor de corrección por saturación

$C_T$  = Factor de corrección por temperatura

$L_s$  = Longitud de la zona de saturación, pies

$D$  = Diámetro del lecho, pies

$\rho$  = Densidad del material desecante, lb/pie<sup>3</sup> (tabla 6). La densidad del tamiz molecular es 42 – 45 lb/pie<sup>3</sup> para partículas esféricas y 40 – 44 lb/pie<sup>3</sup> para cilindros comprimidos.

**Longitud del lecho en la zona de transferencia**,  $L_{MTZ}$ : A pesar que la zona de transferencia de masa contiene agua (aproximadamente 50% de la capacidad de equilibrio), se estima que la zona de saturación contiene toda el agua a ser removida.

La longitud del lecho en la zona de transferencia de masa puede ser determinada por la siguiente ecuación:

$$L_{MTZ} = \left(\frac{V}{35}\right)^{0,3} * Z \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde Z es igual a:

Z = 1,7 pies para tamiz molecular de 1/8"

Z = 0,85 pies para tamiz molecular de 1/16"

La altura total del lecho es la suma de las alturas de la zona de saturación y la zona de transferencia de masa. Para efectos de diseño, alrededor de 6 a 10 pies de espacio libre deben ser dejados por debajo y por encima del lecho para asegurar una distribución apropiada del gas.

$$L_T = L_S + L_{MTZ} \quad \text{Ecuación 6}$$

Una vez se determine la longitud total del lecho se debe chequear la caída de presión total que ocurre a través del lecho, la cual debe ser de 5-8 psig, por medio de la ecuación 1.

Esto es importante porque la caída de presión puede incrementarse hasta el doble del valor de diseño después de un uso de tres años. Valores altos de caída de presión pueden romper el tamiz. Si la presión de diseño excede de 8 psig debe incrementarse el diámetro del lecho y la cantidad de material y dimensiones deben ser recalculadas.

La masa y el volumen total de desecante a usar durante el proceso de deshidratación, se calculan una vez conocidos la longitud total del lecho, el diámetro y la densidad del desecante que se conoce por datos de fabricación.

### **Cálculo del calor de regeneración**

El calor de regeneración es el calor total requerido para desadsorber el agua, calentar el desecante y la torre, teniendo en cuenta pérdidas del 10 %, así:

$$Q_T = 2,5(Q_w + Q_{si} + Q_{st} + Q_{lh}) \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

$Q_T$  = Calor total de regeneración del lecho, Btu

$Q_w$  = Calor para desadsorber el agua, Btu

$Q_{si}$  = Calor para calentar el material del lecho, Btu.

$Q_{st}$  = Calor para calentar el acero de la torre, Btu

$Q_{lh}$  = Pérdidas de calor a la atmosfera, Btu

$$Q_w = \left(1800 \frac{\text{Btu}}{\text{lb}}\right) (\text{lbs of water on bed})$$

$$Q_{si} = (\text{lb of sieve}) \left(\frac{0,24\text{Btu}}{\text{lb}^\circ \text{F}}\right) (T_{rg} - T_i)$$

$$Q_{st} = (\text{lb of steel}) \left(\frac{0,12\text{Btu}}{\text{lb}^\circ \text{F}}\right) (T_{rg} - T_i)$$

$$Q_{hl} = (\text{heat loss}) = (Q_w + Q_{si} + Q_{st}) (0,10)$$

$T_{rg}$  = Temperatura del gas de regeneración, °F

Normalmente el calor de desorción para el gel de sílice es de 1100 BTU/ lb de agua y para los tamices moleculares es aproximadamente unos 1700 BTU/ lb de agua.

El factor 2,5 en la ecuación 7 corrige por el cambio en la diferencia de temperatura (salida – entrada) a través del lecho con el tiempo, durante el ciclo de regeneración. El tiempo de calentamiento normalmente es 50 – 60 % del tiempo total de regeneración, el cual debe incluir un período de enfriamiento. Para un ciclo de adsorción de 8 horas, la regeneración normalmente consiste de 4 ½ horas de calentamiento, 3 horas de enfriamiento y ½ hora en parada y cambio. Para ciclos mucho más largos el tiempo de calentamiento puede alargarse en la medida que se mantenga una caída mínima de presión de 0,01 psi/pie, para asegurar una correcta distribución del gas de regeneración dentro del lecho.

El peso del acero de la torre puede calcularse con la ecuación 9, Código ASME, Sección VIII, en términos del diámetro interno de la torre y del espesor de pared (t). Esta ecuación está basada en un esfuerzo máximo de tensión de 18.000 psig (que corresponde al máximo esfuerzo por tensión para un acero SA516 Grado 70 a 650 °F). La presión de diseño,  $P_{diseño}$ , es usualmente el 110% de la presión máxima de operación. El valor de 0,125 en la ecuación 9 es la corrosión permitida en pulgadas. El termino  $0,75 D_{lecho}$  es para tener en cuenta el peso de las cabezas colocadas en los extremos de la torre. El término de “3” provee el espacio para el distribuidor interno y soportes.

$$t(\text{pulgadas}) = (12D_{lecho}P_{diseño}) / ((2 * 18000 = 37600) - 1,2P_{diseño}) \quad \text{Ecuación 8}$$

$$\text{Peso de Acero (lb)} = 155 (t + 0,125)(L_{lecho} + 0,75D_{lecho} + 3)D_{lecho} \quad \text{Ecuación 9}$$

## PROBLEMAS OPERACIONALES

Entre los problemas operacionales que pueden ocurrir a causa de un pobre diseño, fallas de operación y mantenimiento en una unidad de deshidratación con desecantes sólidos se encuentran:

- **Contaminación del lecho.** La causa más frecuente de esta contaminación es el retiro incompleto de contaminantes en el gas en el separador de entrada. También, si el gas de regeneración que deja el separador es mezclado con el gas que alimenta los deshidratadores, entonces un separador con un funcionamiento defectuoso puede descargar hidrocarburos líquidos y agua en el desecante. Los separadores de regeneración deben usualmente ser equipados con niveles de filtración similares al gas de entrada para prevenir la recontaminación, estos se deben inspeccionar periódicamente porque el polvo de desecante o hidrocarburos pesados pueden obstruir las líneas de evacuación de los condensados y estos pueden ser arrastrados nuevamente por el gas de regeneración, reduciendo la eficiencia de la planta y elevando los costos de deshidratación de la corriente del gas.
- **Alto punto de rocío de agua.** Las posibles causas del aumento del punto de rocío se describen a continuación:
  - ✓ La regeneración incompleta del desecante resultará en una pérdida repentina en la capacidad de adsorción y en una ruptura prematura. Para estar seguros de una buena regeneración, las temperaturas de entrada y salida de la adsorbedora deben ser analizadas. Al final del calentamiento, la temperatura debe ser casi constante durante cierto tiempo (30 minutos a 2 horas) dependiendo del diseño de la adsorbedora, y la diferencia de temperatura entre la entrada y la salida no debe ser mayor de 59 °F - 68 °F dependiendo de la calidad del aislante.

- ✓ El excesivo contenido de agua en el gas húmedo de entrada debido al incremento de la tasa de flujo, altas temperaturas y baja presión. Es muy importante respetar la temperatura de entrada de las adsorbedoras en el caso del gas saturado. Variaciones pequeñas en la temperatura resultarán en aumentos importantes en el contenido de agua.
- **Tiempo de ruptura prematuro.** Los puntos de rocío satisfactorios son observados al principio pero no en la duración completa del ciclo. La capacidad del desecante debe disminuir con el uso pero debe estabilizarse en 55 - 70 % de la capacidad inicial.

Sin embargo los síntomas prematuros de la "vejez" son causados por un aumento inesperado en el agua de entrada, un aumento en hidrocarburos pesados ( $C_4^+$ ) en el gas de alimento, vapor de metanol en el alimento, la contaminación del desecante, o la regeneración incompleta.

- **Mal soporte de los lechos adsorbentes.** Entre soportes del lecho se encuentran: pantallas horizontales soportadas en vigas en forma de "L" y con un anillo de soldadura, y, el fondo de la torre lleno con esferas de soporte.

Las pantallas están fabricadas de acero inoxidable o monel y tiene orificios al menos 10 meshes más pequeños que la partícula de desecante más pequeña, así, puede retener aquellas partículas dañadas del desecante y evitar que fluyan a otros equipos downstream. Los espacios entre las pantallas y las paredes de la torre se recubren con asbesto (resistente a altas temperaturas) para evitar fuga de desecante por dicho espacio. Para evitar el taponamiento de las pantallas con trozos de desecante se ubican esferas de cerámica de tamaños graduales sobre ellas: 2' – 3' de una capa con esferas de  $\frac{1}{2}$  " de diámetro y sobre estas otra capa de 2' – 3' con esferas de  $\frac{1}{4}$  " de diámetro.

La mayoría de torres de adsorción tienen en el fondo un espacio libre debajo de los soportes del lecho para acumular contaminantes, polvo o trozos de desecante que se puedan generar en el proceso.

- **Pérdidas de calor y de eficiencia.** Debido al cambio de temperaturas que experimentan las torres en el proceso, se presenta expansión y contracción del material por lo que se debe tener cuidado de evitar agrietamiento y fallas en las soldaduras. Esto causaría que el gas no se deshidrate bien a través del desecante y se canalice por las grietas del revestimiento.

Se debe tener en cuenta las pérdidas de calor que pueden darse debido a las pantallas y esferas de soporte en la torre cuando esta se somete a regeneración.

Un aislamiento interno de la torre reduce el volumen requerido del gas de regeneración y por lo tanto los costos de regeneración. Evita que se tenga que enfriar o calentar la torre de adsorción.

- **Distribución pobre del gas dentro de la torre.** Una mala distribución del flujo del gas a la entrada o a la salida causa canalización y daño del desecante. También pueden generarse velocidades altas y remolineo del flujo que conllevan al aplastamiento del desecante y aumentaría la caída de presión en la torre.

Para prevenir una mala distribución del gas y aplastamiento del desecante se recomienda instalar un lecho entre 4" a 6" de largo con esferas de 2" de diámetro.

- **Presurización inadecuada de la torre.** Cuando se exceden los límites de presión en la torre se deteriora la integridad del desecante y por lo tanto reduce su tiempo de vida útil. Las torres de adsorción nunca se deben presurizar más rápido que a 50 psi/min, ni despresurizar a más de 10 psi/min. La caída de presión en el flujo durante la adsorción no debe superar 1 psi/ft ni la caída de presión durante la regeneración debe superar ¼ psi/ft.
- **Fuga de material fino a equipos downstream de la torre.** Incluso con los mejores diseños, es inevitable que se arrastren con la corriente de gas algunos finos o contaminantes a otros equipos de la planta. En algunos sistemas como una planta con turboexpander donde las condiciones de proceso son más estrictas en cuanto a contaminación de la corriente, se recomienda utilizar filtros de microfibra que limpien hasta partículas de 1 µm de diámetro y con una caída de presión de 15 psi.

En la tabla 10 podemos observar las ventajas y desventajas del proceso de adsorción con lechos sólidos.

**Tabla 10** Ventajas y desventajas de procesos de adsorción con lechos sólidos

<p><b>ADSORCIÓN CON LECHOS SÓLIDOS</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Control simultaneo de contenido de agua y punto de rocío de HC</li> <li>✓ Baja caída de presión</li> <li>✓ Facilidad de operación</li> <li>✓ Gas dentro de especificaciones durante el arranque</li> <li>✓ Flexible frente a</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✗ No se recomienda para temperaturas de gas &gt; 50°C</li> <li>✗ Altos costos de inversión</li> <li>✗ Altos costos de operación</li> <li>✗ Requiere hornos calentadores a gas (equipo critico)</li> </ul>
--	--	--

	variaciones de composición de gas	* Puede requerir de refrigeración para el acondicionamiento del gas de regeneración
--	-----------------------------------	---

## EJEMPLO DE DISEÑO DE UNA TORRE DE ADSORCIÓN

100 MMPCSD de gas natural con peso molecular de 18 es procesado para recuperar etano en una planta turbo-expansora. El gas está saturado con agua a 600 psia y 100°F y debe ser secado para obtener un punto de rocío de -150°F.

Determinar el contenido de agua y la cantidad de agua que debe ser removida usando un tamiz molecular 4A de esferas de 1/8". El gas de regeneración es parte del gas residual de la planta, el cual está a 600 psia y 100°F y tiene un peso molecular de 17. El lecho debe ser calentado a 500°F para regeneración.

Otros datos:

$$Z \text{ del gas} = 0,94$$

$$\rho \text{ del gas} = 1,93 \text{ lb/pie}^3$$

$$\mu \text{ del gas} = 0,015 \text{ cp}$$

### Solución.

#### 1. Determinar el diámetro del lecho y la correspondiente $\Delta P/L$ y $V$ .

Primero determinar la máxima velocidad superficial a partir de la ecuación 1.

$$V_{\max} = \left[ \left( \frac{(\Delta P/L)_{\max}}{C\rho} \right)^{1/2} - \frac{(B/C)(\mu/\rho)}{2} \right]$$

$$V_{\max} = \left( (0,33 \text{ psi/pie}) / (0,000089) / (1,93 \text{ lb/pie}^3) \right)^{1/2} - \left( (0,056 / 0,000089) (0,015 \text{ cp} / 1,93 \text{ lb/pie}^3) \right) / 2$$

$$V_{\text{máxima}} = 41,4 \text{ pies/min}$$

Flujo másico de gas =  $(100 \cdot 10^6 \text{ PCSD}) / (24 \text{ hr/día}) (379,43 \text{ PCS/lb mol}) (18 \text{ lb/lb mol})$ .

Flujo másico de gas = 198.000 lb/hr

$q = \text{Flujo másico de gas} / \rho$

$$q = (198.000 \text{ lb/hr}) / \{(60 \text{ min/hr})(1,93 \text{ lb/pie}^3)\}$$

$$q = 1710 \text{ pies}^3/\text{min de gas húmedo}$$

Utilizando la ecuación 2:

$$D_{\text{min}} = \sqrt{\frac{4 * Q_G}{\pi * V_{\text{max}}}}$$

$$D_{\text{min}} = \{(4(1710 \text{ pies}^3/\text{min}) / (\pi * 41,4 \text{ pies/min})\}^{1/2}$$

$$D_{\text{min}} = 7,25 \text{ pies}$$

## 2. Calcular la cantidad de agua a ser removida por ciclo por cada lecho.

Asumir un tiempo de ciclo de 24 horas consistente en 12 horas adsorbiendo y 12 horas regenerando (calentando, enfriando, stand by y cambio de válvulas).

A partir de la figura 3 el contenido de agua a 600 psia y 100°F es 88 lb/MMPCS. El agua contenida a punto de rocío de -150°F es esencialmente cero, y el agua removida es la siguiente:

$$W = (88 - 0 \text{ lb/MMPCS})(100 \text{ MMPCS/día}) / (24 \text{ hr/día})$$

$$W = 367 \text{ lb/hr de agua removida.}$$

$$W_r = (367 \text{ lb/hr})(12 \text{ hr}) = 4404 \text{ lb de agua removida por un periodo de deshidratación de 12 horas o ciclo por lecho de 24 horas.}$$

**3. Determinar la cantidad de tamiz requerido y la altura del lecho basado en un tamiz de densidad de 45 lb/pie<sup>3</sup>.** Debido a que el gas de alimento está saturado con agua, la humedad relativa es 100%, entonces el  $C_{SS}$  es 1,0 de la figura 16.

De la figura 17,  $C_T$  es 0,93 a 100°F. Aplicando la ecuación 3:

$$S_S = \frac{W_r}{(0,13)(C_{SS})(C_T)}$$

$S_S = (4404) / ((0,13)(1,0)(0,93)) = 36,427$  lb de tamiz por cada lecho.

Ahora se calcula la longitud de la zona de saturación,  $L_S$ , a partir de la ecuación 4:

$$L_S = \frac{4 * S_S}{\pi * D^2 * \rho}$$

$L_S = (4) * (36,427) / ((3,1416)(7,5)^2(45)) = 18,3$  pies para zona de saturación.

El cálculo de la longitud de la zona de saturación,  $L_{MTZ}$  se hace con la ecuación 5:

$$L_{MTZ} = \left( \frac{V}{35} \right)^{0,3} * Z$$

$L_{MTZ} = (38,7/35)^{0,3} (1,7) = 1,8$  pies para zona de transferencia de masa.

- La longitud total del lecho,  $L_T = L_S + L_{MTZ} = 18,3 + 1,8 = 20,1$  pies de tamiz por cada lecho.
- Las libras totales de material de tamiz por cada lecho =  $(20,1/18,3)(36,427) = 40.010$  lb

**4. Chequear la caída de presión de diseño,  $\Delta P/L$ .** Chequear la caída de presión calculada en el paso 1 multiplicada por la altura total del lecho,  $L_t$ , calculada en el paso 3:

$$(0,29 \text{ psi/pie})(20,1 \text{ pie}) = 5,8 \text{ psi.}$$

La cual cumple el criterio de no exceder la caída de presión de un valor de 5 – 8 psi/pie.

**5. Calcular el calor total requerido de des-adsorción del agua basada en el calentamiento del lecho y de la torre a 500 ° F.**

Primero calcular el peso del acero de las ecuaciones 8 y 9. Con una presión de diseño,  $P_{\text{diseño}}$ , del 110% de la presión de operación:

$$P_{\text{diseño}} = (600) (1,1) = 660 \text{ psig}$$

Con la ecuación 8 se obtiene:

$$t \text{ (pulgadas)} = (12 D_{\text{lecho}} P_{\text{diseño}}) / ((2 \cdot 18.000 = 37.600) - 1,2 P_{\text{diseño}})$$

$$t = (12) (7,5) (660) / (37.600 - (1,2) (660)) = 1,614 \text{ pulgadas}$$

Con la ecuación 9 se obtiene:

$$\text{Peso del acero (lb)} = 155 (t+0,125) (L_{\text{lecho}} + 0,75 D_{\text{lecho}} + 3) D_{\text{lecho}}$$

$$\text{Peso del Acero} = (155) (1,614+0,125) (18,3+1,8 + (0,75) (7,5)+3) (7,5) = 58.070 \text{ lb}$$

El calor total de regeneración,  $Q_T$  se calcula con la ecuación 7:

$$Q_T = 2,5 (Q_w + Q_{si} + Q_{st} + Q_{lh})$$

$$Q_w = (1800 \text{ Btu/lb})(4404 \text{ lb agua}) = 7.927.000, \text{ Btu}$$

$$Q_{si} = (40.010 \text{ lb})(0,24 \text{ Btu/lb/}^\circ\text{F})(500^\circ\text{F} - 100^\circ\text{F}) = 3.841.000 \text{ Btu}$$

$$Q_{st} = (58.070 \text{ lb})(0,12 \text{ Btu/lb/}^\circ\text{F})(500^\circ\text{F} - 100^\circ\text{F}) = 2.787.000 \text{ Btu}$$

$$Q_{lh} = (2.787.000 + 7.927.000 + 3.841.000)(0,10) = 1.455.000 \text{ Btu}$$

$$Q_T = (2,5)(2.787.000 + 7.927.000 + 3.841.000 + 1.455.000) = 40.025.000 \text{ Btu}$$

**6. Calcular la tasa de flujo del gas de regeneración.** Con un tiempo de calentamiento del 60% del total del periodo de regeneración.

Tiempo de calentamiento = (60%)(12hr)=7,2 horas

El calor específico del gas, Cp, es:

$$C_p(@600\text{psia}) = 0,66 \text{ Btu/lb/}^\circ\text{F}$$

El flujo másico del gas de regeneración,  $m_{rg}$ , es:

$$m_{rg} = (40.025.000 \text{ Btu}) / ((0,66 \text{ Btu/lb/}^\circ\text{F})(550-100)(^\circ\text{F})(7,2 \text{ hr})) = 18,717 \text{ lb/hr}$$

**7. Revisar que el  $\Delta P/L \geq 0,01 \text{ psi/pie}$  a  $550^\circ\text{F}$**

$$\rho = ((17 \text{ peso por mol})(\approx 600\text{psi})) / ((10,73)(460+550)) = 0,94 \text{ lb/pie}^3$$

$q = (18,717 \text{ lb/hr}) / ((60 \text{ min/hr})(0,94 \text{ lb/pie}^3)) = 331,9 \text{ pies}^3/\text{min}$  de gas caliente de regeneración.

Reordenando la ecuación 2:

$$D_{\min} = \sqrt{\frac{4 * Q_G}{\pi * V_{\max}}}$$

$$V = 4q/\pi D^2 = ((4)(331,9)) / ((3,1414)(7,5)^2) = 6,91 \text{ pies/min}$$

Con la ecuación 1:

$$\frac{\Delta P}{L} = B * \mu * V + C * \rho * V^2$$

$$\mu = 0,023 \text{ cp.}$$

$$\Delta P/L = (0,056)(0,023)(6,91) + (0,000089)(0,94)(6,91)^2 = 0,013 \text{ psi/pie}$$

Que es mayor que el valor mínimo de 0,01 psi/pie necesario para prevenir la canalización dentro del empaque.

**8. Los resultados del diseño son:**

- Numero de torres: dos
- Presión y temperatura de diseño de la torre: 660 psig y 600°F
- Dimensiones de la torre: 90 pulgadas (7,5 pies) de diámetro interno
- Peso del tamiz molecular: 2x40.010 lb
- Tasa de gas de regeneración: 18,717 lb/hr (10.026 MMPCSD)
- Temperatura del gas de regeneración: 550°F
- Tiempo de ciclo: 24 horas, 12 horas de adsorción, 12 horas de regeneración.
- Tiempo de calentamiento = 7,2 horas

## ■ ADSORCIÓN CON LECHO SÓLIDO PARA CONTROL DE PUNTO DE ROCÍO HIDROCARBURO<sup>4</sup>

Este método usa adsorbentes que tienen la capacidad de retener hidrocarburos pesados del gas natural. El adsorbente puede ser sílica gel o carbón activado. La alúmina activada no puede ser usada en presencia de hidrocarburos pesados.

Debe resaltarse que el diseño de un sistema para remoción de hidrocarburos pesados es más complicado que los sistemas para remover sólo agua. Por ejemplo, diferentes grados de adsorbente pueden ser requeridos, los sistemas deben ser diseñados para ajustar la adsorción de más de un componente.

El proceso de adsorción para remover los componentes pesados se muestra en la figura 18. El proceso es continuo respecto al gas pero cíclico en lo que respecta al lecho de adsorción, ya que éste debe ser regenerado cuando se satura con el condensado.

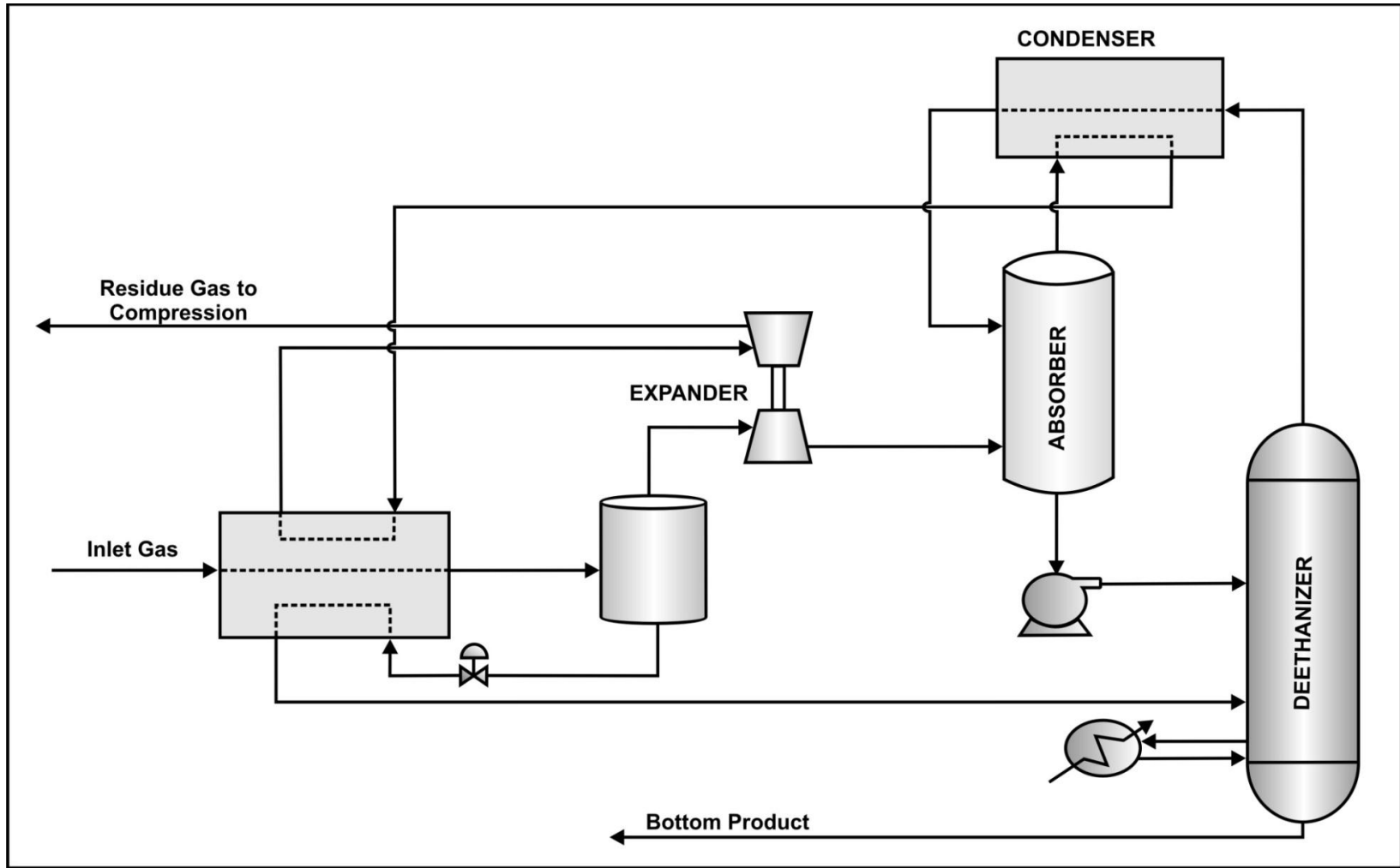
La regeneración se logra por el paso de gas de reciclo caliente a través del lecho. El condensado se recupera del gas de regeneración por enfriamiento,

---

<sup>4</sup> MOKHATAB, S., POE, W., SPEIGHT, J., *op cit.*, pp.377-378

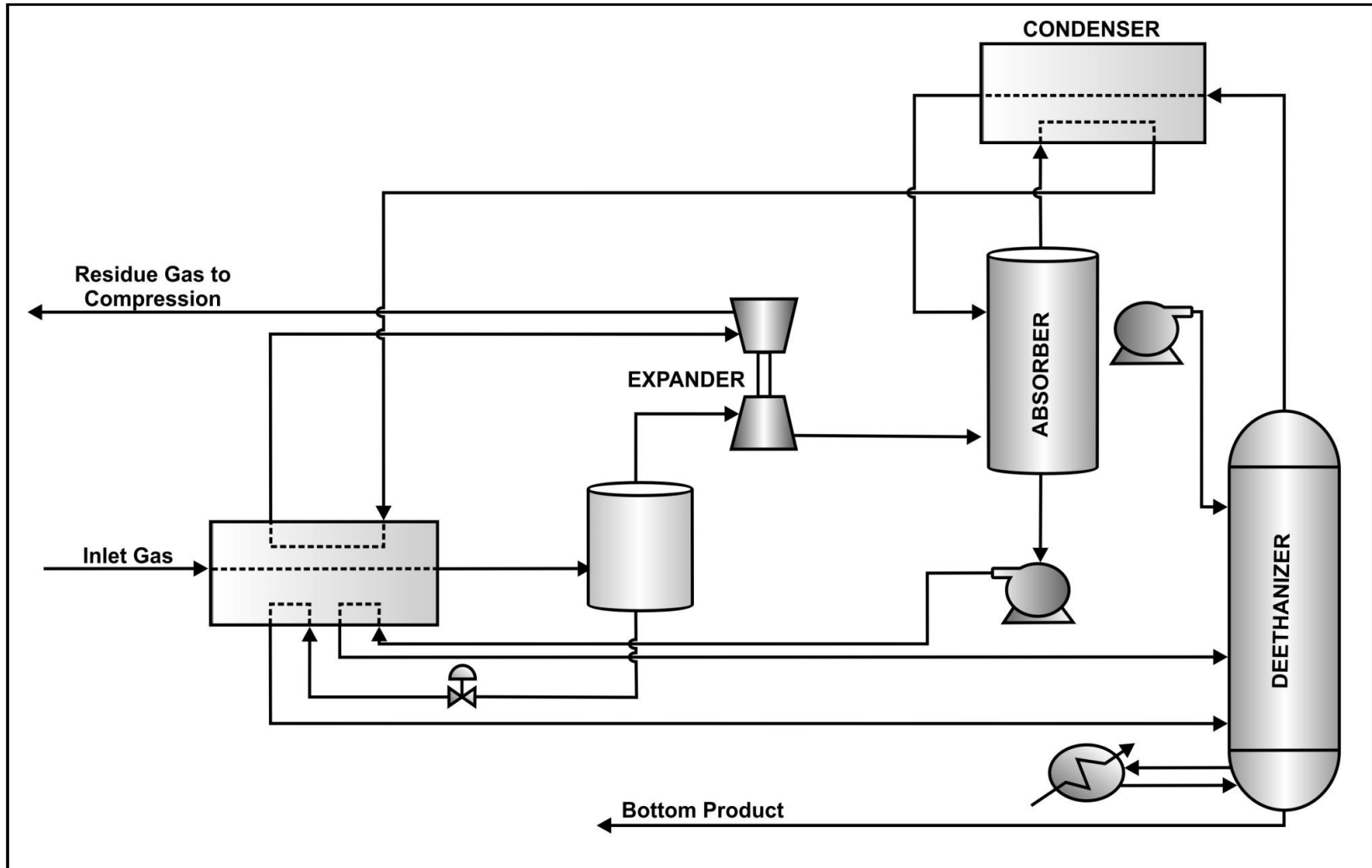
condensación y separación de fases. Para recuperar una gran fracción de hidrocarburos, mientras se limita el volumen del adsorbente, es preferible usar un ciclo de tiempo corto, alrededor de una hora. En la práctica, este ciclo de tiempo puede variar dentro de un intervalo bastante amplio, entre 20 minutos y varias horas, dependiendo de qué tan rico en hidrocarburos sea el gas.

**Figura 20** Proceso OHR



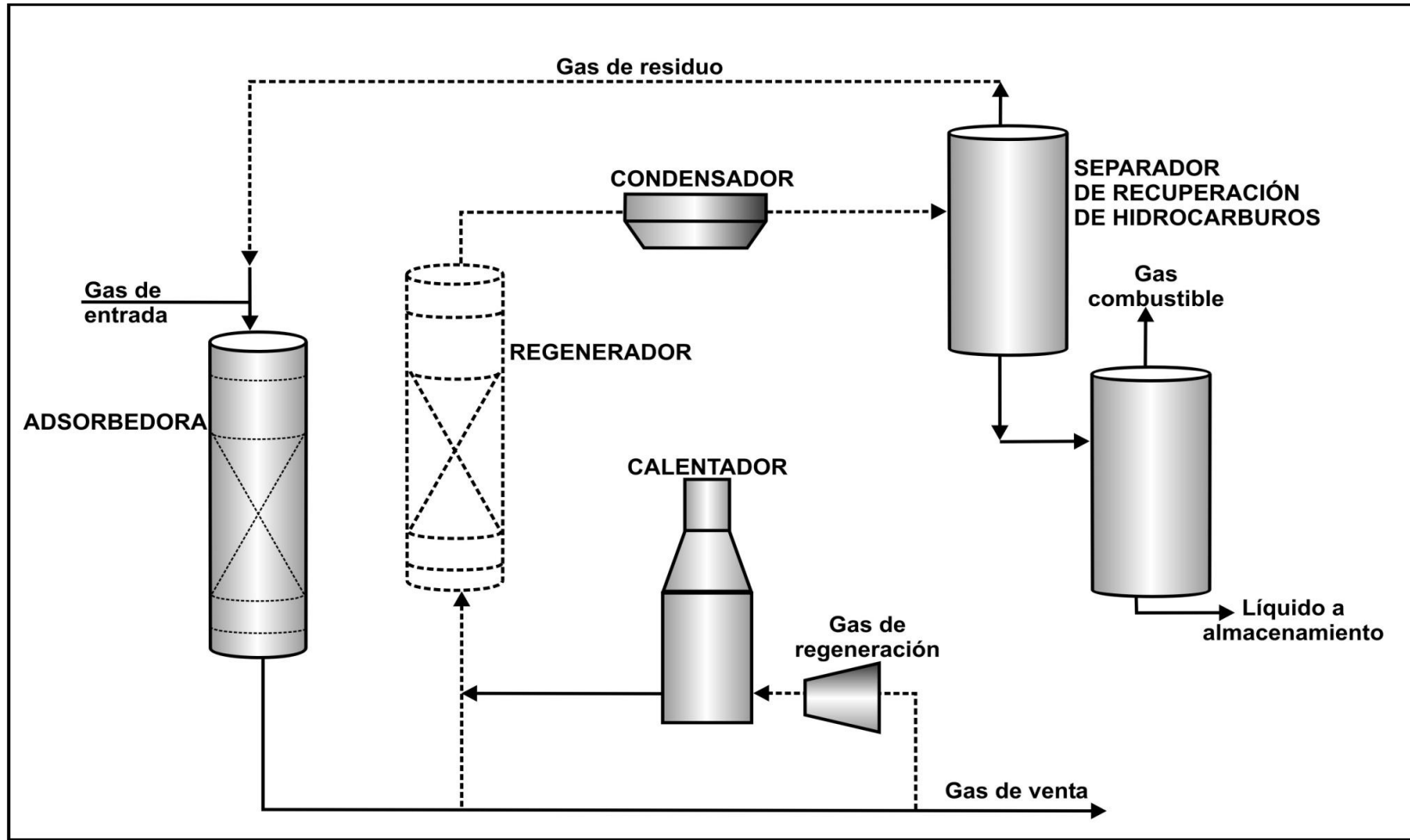
Fuente: GPSA Engineering Data Book, 12 Edición, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 2004, Capítulo 16. Modificada.

**Figura 21** Proceso Improved Overhead Reflux (IOR)



Fuente: GPSA Engineering Data Book, 12 Edición, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 2004, Capítulo 16. Modificada

**Figura 22** Planta de adsorción con lecho sólido



Fuente: MOKHATAB, S., POE, W., SPEIGHT, J., *Handbook of natural Gas Transmission and Processing*, Gulf Publishing, 2006; Capítulo 10. Modificada..

Este proceso es apropiado para concentraciones relativamente bajas de hidrocarburos pesados. También es conveniente si el gas se encuentra a alta presión, cercana a la criconderbárica. En este caso, el proceso de refrigeración se vuelve ineficiente y la separación por adsorción puede ofrecer el único camino para obtener las especificaciones requeridas. Sin embargo, los lechos de adsorción son muy pesados y costosos. Esta opción no es frecuentemente usada, pero puede ser considerada en aplicaciones especiales, tales como el control de puntos de rocío en locaciones remotas. Pero puede ser considerada en aplicaciones especiales, tales como el control de puntos de rocío en locaciones remotas.

## BIBLIOGRAFÍA

- ABDEL-AAL, H.K., "Petroleum and Gas Field Processing". Marcel Dekker, New York, 2003, Chapter 12.
- ACOR, L.G. "Benefits of Using Deliquescent Desiccants for Gas Dehydration". SPE 82139 (2003); p 1-3.
- AL-KHAMIS, M.J. "A Success Story: Extending Molecular Sieve by Double". IPTC 11497 (2007)
- ARNOLD, K. "Surface Production Operations: Design of Gas-Handling Systems and Facilities". Gulf Publishing. Houston, Texas, Second Edition, 1999, Vol 2, p 229-232.
- ARUBI, I.M.T. "Optimizing Glycol Dehydration System for Maximum Efficiency: A Case Study of a Gas plant in Nigeria". SPE 113781 (2008); p 1-7.
- AXENS, IFP GROUP TECHNOLOGIES. Activated Alumina & Molecular Sieves. Catalogo. 2001.
- BILGIÇ C., ASKIN A. Evaluation of the thermodynamic parameters for the adsorption of some hydrocarbons on alumina and molecular sieves 3A and 5A by inverse gas chromatography. Journal of Chromatography A. 1006 (2003). Pág 281-286.
- BOTHAMLEY, M. "Offshore Processing Options for Oil Platforms". SPE 90325 (2004); p 7.
- BOWMAN, B. "Benefits of Using Deliquescent Desiccants for Gas Dehydration". SPE 60170 (2000); p 1-3.
- BRAEK, A.M. "Optimization of Process Parameters for Glycol Unit to Mitigate the Emission of BTEX/VOCs". SPE 87260 (2000); p 2-4.
- BROUWER, J.M. "Twister Supersonic Gas Conditioning for Unmanned Platforms and Subsea Gas Processing". SPE 83977 (2003); p 1-3.

- BRUMBOIU, A.O. "Application of Semipermeable Membrane Technology in the Measurement of Hydrocarbon Gases in Drilling Fluids". SPE 62525 (2000); p 1-5.
- BUCHAN, R.C. "Dehydration of Natural Gas". Presented at the Spring meeting of the South-western District, Division of Production, Dallas, 1950.
- CAMPBELL, J. "Technical Assistance Service for the Design, Operation, and Maintenance of Gas Plants". 2003. Cap.9, p; 5-10.
- CAMPBELL, J.M. "Design of Gas Conditioning and Processing Facilities". SPE 9997 (1982); p 1-3.
- CHEN CHUN KU., R.L. HUNTINGTON, L.S. REID. Selective Adsorption of Hydrocarbon and Water Vapor on Alumina at Atmospheric Pressure. SPE-944253-G Society of Petroleum Engineers. 1944.
- CHOI, M.S. "Control of Aromatic Emissions From Glycol Dehydrators". SPE 24828 (1992); p 1-5.
- Comisión Reguladora de Energía y Gas. "Actualización al Reglamento Único de Transporte de gas Natural-RUT". Documento CREG-053, 16 de agosto de 2007.
- 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.
- FARAG H. et al. Natural gas dehydration by desiccant materials. Alexandria Engineering Journal 50 (2011). Pág 431-438.
- FOURNIÉ, F. "Permeation: A New competitive Process for Offshore Gas Dehydration". OTC 4659 (1984); p 1-4.
- FOURNIÉ, F.J. "Permeation Membranes Can Efficiently Replace Conventional Gas Treatment Processes". Journal of Petroleum Technology (1987); p 707-709.
- FOWLER, O.W. "Calcium Chloride Wellhead Gas Dehydrators". SPE 22 (1961).

- FRANSEN, G. "Foam Detection in Process Units". SPE 1222336 (2009); p 1-3.
- GANDHIDASAN P. et al. Dehydration of natural gas using solid desiccants. Energy 26 (2001). Pág 855-868.
- Gas Processors Suppliers Association GPSA Engineering Data Book, Tulsa, Oklahoma, 12th Edition, 2004, Chapter20, p 30-35.
- GHOLAMI M., TALAIE M.R., ROODPEYMA S. Mathematical modeling of gas dehydration using adsorption process. Chemical Engineering Science 65 (2010). Pág 5942-5949.
- GILBERT R. J. H. et al. BP MOLECULAR SIEVE PROCESS. WPC-10314 6th World Petroleum Congress, 19-26 June, Frankfurt am Main, Germany. Section IV Paper 15. 1963.
- GONZÁLEZ, J.J. "Corrosion of Carbon Steels in Monoethylene Glycol". NACE 00498 (2000).
- GPSA Engineering Data Book, Tulsa, Oklahoma, 11th Edition, 1998, Chapter20.
- GUO, B. "Natural Gas Engineering Handbook". Gulf Publishing Company, Houston Texas, 2005, p 134-135.
- HAMMERSCHMIDT, E.G. "Formation of Gas Hydrates in Natural Gas Transmission Lines". Ind. And Eng. Chem. (1934), Vol. 26,851
- HAVLIK, W. "Production of Wet Natural Gas Containing Corrosive Components: Four Case Histories". SPE 100219 (2006); p 1-5.
- HUBBARD, R.A. "Recent Developments in Gas Dehydration and Hydrate Inhibition". SPE 21507 (1991); p 2-3.
- IKOKU, C.U. Natural Gas Production Engineering, Krieger Publishing Company, Malabar, Florida ,1992, p 146.
- KARIMI, A. "Selective Removal of Water From Supercritical Natural Gas". SPE 100442 (2006); p 2-6.
- KIDNAY, A.J. "Fundamentals of Natural Gas Processing". Taylor & Francis Group, New York, 2006,p;160.

- LANDES S.H et al. Refinements in adsorption processing. SPE 126
- LE BEC, R.; VOIRIN, R.; PLEE, D.; BRUNELLO, S. New Type of Molecular Sieve with Longer Life for Natural Gas Drying. International Conference on liquefied Natural Gas, 2; B.3-1. 1998.
- LIEBERMAN, N.P. "Troubleshooting Process Operations". PenWells Books, Tulsa, Oklahoma, Third Edition, 1991, p 441-448.
- MARKIEWICZ, G.S. "The Membrane Alternative for Natural Gas Treating: Two Case Studies. SPE 18230 (1965).
- McKEE, R.L. "Offshore Dehydration of Natural Gas: An Evaluation of Alternatives". OTC 7595 (1994); p 1-8.
- MINKKINEN,A. "Methanol Gas Treating Scheme Offers Economics, Versatility". En: oil and Gas Journal (1992); p 65.
- MOHAMMED K. AL-KHAMIS, AL-HARBI A. A Success Story: Extending Molecular Sieve Life by Double. International Petroleum Technology Conference, IPTC 2007.
- MOTKHATAB, S. "Handbook of Natural Gas Transmission and Processing". Gulf Publishing, 2006; p 331.
- NETUSIL M., DITIL P. Comparison of three methods for natural gas dehydration. Journal of Natural Gas Chemistry 20 (2011). Pág 471-476.
- ODUNOWO T., Natural Gas Dehydration: The Suitability of Solid Desiccant Technology in Nigeria. SPE106975-STU, SPE Student Paper. 2006.
- ODUNOWO, T. "Natural Gas Dehydration: The Suitability of Solid Desiccant Technology in Nigeria". SPE 106975-STU (2006); p 2-3
- OHLROGGE, K. "Membranes Technology for Natural Gas Processing". SPE 75505 (2002); p 1-2.
- OKIMOTO, F.T. "Twister Supersonic Gas Conditioning Process". SPE 87262 (2000); p 1-2.
- PARKS A.S., DOW W. Development of Dry-desiccants Wellhead Adsorption Units. Presented at the spring meeting of the Southern District, Division of Production. San Antonio Texas. 1956.

- POLITZINER, I. "Measuring the Water Vapor Content of Gases Dehydrated by Triethylene Glycol". En Petroleum Transactions 3200 (1951), Vol 192, p 301-302.
- 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.
- 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))
- RECORDS, L.R. "Low Temperature Dehydration of Natural Gas". En Petroleum Transactions, AIME 3022 (1951), Vol 192, p 61-65.
- 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
- 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.
- SALAMAT, R. "Choose the Right Gas Dehydration Method and Optimize Your Design". IPTC 13321 (2009); p 3-8
- SMITH, R.V. "Practical Natural gas Engineering". Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma, Second Edition, 1990, p 249-252.
- SORENSEN, J.A. "Glycol Used for Natural Gas Dehydration: Evaluation of Subsurface Transport and Fate Issues" SPE 52730 (1999); p 4-5.
- STEWART, Maurice y ARNOLD, Kern. Gas Dehydration Field Manual. Gulf Professional Publishing. Elsevier 2011. Capítulo 2 y 3.
- TAGLIABUE M. et al. Natural gas treating by selective adsorption: Material science and chemical engineering interplay. Chemical Engineering Journal 155 (2009). Pág. 553-566.

- THOMAS T.L. Molecular sieves in Petroleum and Natural Gas Processing. WPC 10211 Conference Paper. 6th World Petroleum Congress, 19-26 June, Frankfurt am Main, Germany. 1963.
- VAVRO M. Minimizing Natural Gas Dehydration Costs with Proper Selection of Dry Bed Desiccants and New Dryer Technology. SPE37348. 1996.
- VERDEJO, J. "Processing Schemes of Wet Sour Gas and Sweet Dry Gas in Oil Production Facilities of Mexico". SPE 74385 (2002); p 2.
- VERGARA, M.A. "The MEG (Mono Ethylene) Injection Gas Dehydration Process Evaluation for the Margarita Field Development". SPE 107292 (2007); p 1-5.
- 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.
- YAN, T. "Formation of Carbonyl Sulfide During Molecular Sieve Dehydration Process from High Sour Natural Gas in China". SPE 131908 (2010); p 1-2.
- YOUNGER, A.H. "Natural Gas Processing Principles and Technology-Part II". University of Calgary (2004); Cap. 13, p 9