

## 2.- Absorción y Adsorción

### 2.1.- Absorción

**Se habla de absorción de gas, al proceso de separación donde los componentes de una mezcla de gas se disuelven en un líquido. La operación inversa, es llamada desorción, y se emplea cuando se desea transferir componentes volátiles de una mezcla de líquidos en un gas.** Ambos procesos, absorción y desorción, son comunes al de destilación, utilizan equipos especiales para que las fases líquidas y gaseosas de los gases entren en estrecho contacto.

Los equipos utilizados para realizar la absorción, desorción y destilación, son normalmente verticales, columnas cilíndricas o torres provistas de platos o elementos empacados en sus partes internas. Estos dispositivos, proveen del contacto y desarrollo del intercambio superficial en donde ocurra la transferencia de masa.

2.1.1.- En absorción, desorción y destilación, existen tres pasos para el diseño:

- Disponer de los datos de equilibrio del vapor y líquido del proceso, que es normalmente el primer estimado, estos datos son críticos para poder determinar la separación máxima posible. También se requieren de las propiedades físicas como viscosidad y densidad y de las propiedades termodinámicas como entalpía.
- Información de la capacidad del líquido y gas manejado del dispositivo de contacto seleccionado para un problema de separación en particular. Esta información incluye caída de presión del dispositivo, debido a que un balance óptimo entre los costos de la sección de columna y satisfacer los requerimientos de energía.
- Determinar la altura requerida de la zona de contacto para la separación que se realiza como una función de las propiedades de las mezclas de fluidos y la eficiencia de transferencia de masa del dispositivo de contacto. Esto incluye el cálculo de los parámetros de transferencia de masa como altura de transferencia y la eficiencia del plato así como el equilibrio o parámetros como etapas teóricas o número de unidades de transferencia. Una consideración especial deben tener aquellos sistemas en donde ocurren reacciones químicas, como proveer del tiempo adecuado de residencia para que ocurra la reacción, o un tiempo mínimo de residencia para prevenir que ocurran reacciones no deseadas.

### 3.- Deshidratación

**El gas natural y el condensado, normalmente cuando se extrae de los pozos de producción esta en equilibrio con agua.** Adicionalmente, el gas y condensado también contienen  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  que requieren ser removidos, generalmente con soluciones acuosas como aminas, que saturan el gas o condensado con agua. Los hidrocarburos líquidos contienen agua de procesos de tratamiento o justo antes de almacenarlos.

**Hablamos de deshidratación como el proceso utilizado para remover agua del gas natural y de los líquidos del gas natural (LGN), el cual es requerido para:**

- Prevenir la formación de hidratos y condensación de agua libre en el procesamiento y transporte del gas.
- Prevenir corrosión.

**Los procesos más comunes para deshidratar el gas, condensado y LGN son:**

- Absorción utilizando líquidos desecantes.
- Adsorción utilizando sólidos desecantes.

Algunos procesos de deshidratación alternativos son: con cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ), por refrigeración, membranas, desorción y destilación.

### 3.1.- Contenido de agua en los gases

**El contenido de agua saturada de un gas es función de la presión, temperatura y composición.** El efecto de la composición incrementa con la presión, y es importante si el gas contiene  $\text{CO}_2$  y/o  $\text{H}_2\text{S}$ . Para gas natural "dulce" con 70% de metano y pequeñas cantidades de hidrocarburos pesados, existen correlaciones de temperatura y presión para muchas aplicaciones. La figura 2.1.1, es una de estas correlaciones que ha sido ampliamente utilizada para el diseño de deshidratadores de gas natural, fue basada en datos experimentales y desarrollada en 1958. La correlación de densidad del gas, no debe utilizarse si están presentes  $\text{H}_2\text{S}$  y  $\text{CO}_2$ , y no resulta adecuada para ciertos efectos de hidrocarburos especialmente para predecir el contenido de agua, cuando se encuentra a presiones superiores a 10000 KPa. La línea de formación de hidratos es aproximada y por lo tanto, no debe utilizarse para predecir la formación de hidratos.

### 3.2.- Hidratos en el gas natural

**Un hidrato es la combinación física de agua y otra molécula que produce un sólido parecido al hielo, con otra estructura diferente al hielo.** Su formación en sistemas de gas o LGN puede obstruir tuberías, equipos de proceso e instrumentos, reduciendo e interrumpiendo el flujo.

Las condiciones que afectan la formación de hidratos son:

- El gas o el líquido debe estar en, o debajo del punto de rocío, o a condiciones saturadas. (El agua líquida no tiene que estar presente para formar hidratos).
- Temperatura
- Presión
- Composición
- Mezcla
- Cinética
- Condiciones física del proceso, codos de tuberías, orificios, termopozos, cambios de línea.
- Salinidad

Generalmente, la formación de hidratos puede ocurrir con una caída o incremento de presión o temperatura.

### 3.3.- Inhibición de hidratos

La formación de hidratos se puede prevenir mediante la deshidratación del gas o líquido para eliminar la formación de agua condensada (en fase sólida o líquida). En algunos casos, la deshidratación no resulta práctica o económicamente factible. En estos casos la inyección de inhibidores puede ser un método efectivo para prevenir la formación de hidratos.

**Los inhibidores tales como glicoles o metanol son inyectados en una corriente de proceso donde exista la fase acuosa a fin de bajar la temperatura de formación de hidratos a una presión dada.** El glicol y metanol como se recuperan en la fase acuosa, se regeneran y son recuperados para reinyectarlos en el proceso. En aquellos procesos de inyección continua, en servicios hasta  $-25^\circ\text{C}$ , el glicol ofrece ventajas económicas sobre el metanol que se recupera mediante destilación. A temperaturas criogénicas debajo de  $-25^\circ\text{C}$ , se prefiere el uso de metanol ya que la viscosidad del glicol hace la separación del agua difícil a estas condiciones.

Etilenglicol (EG), Dietilen glicol (DEG) y Trietilen glicol (TEG) se han utilizados como inhibidores, el más popular ha sido el etilenglicol, por bajo costo, baja viscosidad y solubilidad en los hidrocarburos líquidos.