

Universidad Autónoma “Gabriel Rene Moreno”

Facultad Integral del Norte

CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA



PROCESO DE GAS NATURAL I

PET – 234

Nombre Completo:

Registro:

Horario de Clases:

Grupo de Exposición:

Docente de la Materia: Msc. Gonzalo Quiroga Bonilla

PROGRAMA ANALITICO

A) IDENTIFICACION.-

NOMBRE DE LA ASIGNATURA	: Proceso del Gas Natural I
SIGLA	: PET – 234
HORAS TEORICAS	: 4
HORAS PRÁCTICAS	: 2
CREDITOS	: 5
SEMESTRE	: 7mo
PRE-REQUISITO	: PET - 208
SISTEMA	: Semestralizado
PLAN	: 125-2

B) OBJETIVO GENERAL.-

- *Identificación, descripción y selección de los procesos del gas natural.*
- *La selección y diseño de los diferentes tipos de separadores.*
- *La selección y diseño de una torre de absorción y adsorción de gas.*
- *La selección y diseño de los diferentes tipos de compresores.*

C) UNIDADES PROGRAMATICAS.-

CAPITULO I

PROCESOS DE SEPRACION LIQUIDO-GAS.

Introducción. - Repaso a la Termodinámica de los Gases Equipos de Separación. Tipos de Separadores. Separador Vertical (ventajas-desventajas). Separador Horizontal Separación. Separación Centrifuga. Por Decantación o Gravedad. Por Choques o Impactos. Factores que Afectan la Separación. Diseño de Separadores. Capacidad del Gas . Capacidad del Líquido. Consideraciones del Diseño. Diseño de Separadores Mediante Cartas. Etapas de Separación. Separación a Baja Temperatura. Problemas.

CAPITULO II**PROCESOS DE COMPRESION DE GASES.**

Introducción. Tipos de Compresores. Procesos de Compresión. Compresión Isotérmica. Compresión Isentrópica. Compresión Politropica. Características de los Procesos de Compresión. Exponentes Insentropico y Politropico en los Procesos. Selección de Compresores. Características del Gas. Razón de Flujo. Presión y Temperatura de Operación. Fundamentos en el Diseño de Compresores. Multietapas. Rápidas. Estimación de la Potencia Real a partir de la Potencia ideal. Diseño de Eficiencia Volumétrica. Determinación Directa de la Potencia Real. Velocidad del Compresor y Longitud, Stroke. Diseño de Compresores Centrífugos. Método Analítico. Cartas de Mollier: Estimación de la Potencia Real. Número de Etapas. Velocidad del Compresor. Cartas Empíricas. Problemas.

CAPITULO III**SISTEMA GAS- AGUA**

Introducción. Contenido de Agua en el Gas Natural. Métodos en la Determinación del Contenido de agua en el Gas Natural. Presión Parcial. Mediante Cartas Empíricas Correlación de McKetta y Wehe para Gases Dulces. Correlación de Robinson et al. Para Gases Amargos. Correlación de Comphell*s para Gases Dulces y Amargos. Mediante Ecuaciones de Estado. Gases Hidratados Formulas de los hidratos. Condiciones que promueven la Formación de Hidratos. Predicción para la Formación de Trekel-Campbell para Gases a Alta Presión. Método de McLeod-Campbell para Gases Dulces a Alta Presión. Prevención en la Formación de Hidratos. Inhibición de Hidratos por Inyección de Aditivos. Tipos de Aditivos. Técnicas de Inyección. Problemas.

CAPITULO IV.**PROCESOS DE DESHIDRATACION DE GASES POR ABSORCION**

Introducción. Procesos de flujo Écheme. Propiedades de los Glicoles. Problemas de Operación con las Plantas de Glicol. Diseño de Plantas de Glicol. Scrubber. Contactor Gas-Glicol. Influencia de la Presión. Temperatura de Contacto. Caudal de Glicol. Determinación de Número de Platos. Método Gráfico. Diagrama de McCabe-Thiele. Eficiencia de Platos. Reboiler. Columna de Agotamiento. Bombas de Circulación de Glicol. Separador Flash de Glicol. Problemas.

CAPITULO V.**PROCESOS DE DESHIDRATACION DE GASES POR ADSORCION.**

Introducción. Procesos de Flujo Écheme. Tipos de Adsorbentes. Alumina. Geles Gel y Sílica-Alumina Gel. Cribas Moleculares. El Ciclo de Regeneración. Análisis de los Procesos de Adsorción. Variables de Diseño para los Procesos de Adsorción. Ciclo. Capacidad del Desecante. Diseño de la Cámara del Absorbedor.

Razón de flujo Admisible de Gas. Agua Recuperada. Longitud de Zona. Capacidad del Desecante. Tiempo de Interrupción. Longitud Mínima de Lecho. Problemas.

CAPITULO VI

OTROS PROCESOS Y TRATAMIENTOS DEL GAS NATURAL.

Procesos del Gas de Baja Presión. Sistema de Absorción. Refrigeración de Amoniaco. Equipos. Presiones y Temperaturas. Limitaciones. Sistemas de Compresión-Refrigeración. Comparación entre Absorción-Refrigeración y Comprensión-Refrigeración. Sistema de Adsorción Selectiva. Sistema Abierto de Regeneración. Sistema Cerrado de Regeneración. Equipo. Aplicaciones. Procesos de endulzamiento del Gas.

BIBLIOGRAFIA.

1. Gas Production Engineering.
Sanjay Kumar. Volumen 4.

Gula Publishing Company Book División, Houston. London, Paris, Tokio. Año 1987.

2. Natural Gas Production Engineering.
CHI U: IKOKU.

The Penneylvania Stato University. John Wiloy and Sons. Año 1984.

3. Handbook Of. Natural Gas Engineering.
DONALD L. KATZ.

Mc Graw-Hill Book Company.

New York, Toronto, London.

Tema No 1:**PROCESO DE SEPARACIÓN LÍQUIDO-GAS*****Introducción***

El conocimiento de las propiedades del gas natural es un requisito fundamental para entender las diferentes etapas asociadas al manejo de este hidrocarburo, como en los diferentes procesos que conforman su cadena de valor. Por ejemplo, diferenciar entre lo que es un gas seco de un gas húmedo o rico, permite establecer estrategias de explotación y producción acordes con la eficiencia requerida. Algunas propiedades tales como la densidad, viscosidad, GPM, punto de rocío, punto de burbuja, temperatura crítica, presión crítica, presión de vapor, calor específico, son de particular importancia en el cálculo de los procesos de Transporte, compresión, acondicionamiento y procesamiento del gas natural. Otras, como el poder calorífico, permiten definir su valor comercial como combustible

Las propiedades físicas del gas natural se modifican por presencia de ciertos componentes no deseables (Contaminantes) y por cambios en las variables fundamentales de cualquier proceso: Presión, Volumen y Temperatura.

Por otra parte, las corrientes producidas por los pozos son una mezcla compleja de varios hidrocarburos íntimamente mezclados con agua en sus fases líquida y Gaseosa en donde a menudo, también están presentes sólidos y otros contaminantes. Estas corrientes pueden ser inestables, con componentes que cambian de fase por cambios en las condiciones de P y T desde el yacimiento, con altas temperaturas y presiones, hasta las condiciones de superficie. En este sentido, es importante remover cualquier sólido o contaminante y separar la corriente producida en agua, petróleo y gas las cuales son manejadas y transportadas separadamente. Las operaciones de separación gas-líquido, involucra la separación y estabilización de estas fases en productos vendibles.

Un entendimiento del comportamiento del gas natural y de los principios operacionales de separación le permite al operador una mejor comprensión de los procesos en donde, por razones de diseño, necesidades operacionales o desviaciones no deseadas, se presentan modificaciones, lo que le permite tomar las medidas preventivas o correctivas a fin de restaurar las condiciones operacionales de estabilidad requeridas.

Termodinámica

La termodinámica nos permite predecir cómo cambiarán las reacciones químicas en función de la temperatura y cómo los cambios en la estructura de las moléculas pueden afectar a las propiedades de equilibrio de una concentración de dichas moléculas.

Hay cuatro propiedades termodinámicas básicas:

ΔG — Variación en la energía libre entre reactivos y productos; esta propiedad mide la capacidad del sistema para reaccionar. Las reacciones con un valor ΔG negativo tienen lugar de forma espontánea. Las reacciones en las que ΔG es positivo es necesaria una aportación de energía para que se produzca la reacción.

ΔH — Variación de la entalpía entre reactivos y productos; la entalpía es el calor liberado o absorbido por una reacción a presión constante. Las reacciones que absorben calor tienen un valor ΔH positivo y las que producen calor lo tienen negativo.

ΔS — Variación de la entropía entre reactivos y productos; la entropía es un cálculo estadístico del número de procesos o posibles conformaciones. Un ΔS positivo indica que el desorden o número de conformaciones posibles del sistema está aumentando y viceversa.

ΔC_p — Variación en la capacidad calorífica entre reactivos y productos; cuando se calienta una disolución de moléculas, parte de la energía térmica aumenta la energía cinética de las moléculas, incrementando la temperatura, mientras la otra parte da lugar a vibraciones más rápidas o a la rotación de la molécula. La capacidad calorífica mide la energía que puede almacenar una molécula en estas rotaciones o vibraciones internas.

El Proceso Separación Gas-Líquido

La industria petrolera es un claro ejemplo de innovación en tecnologías, esto se puede ver en los procesos de exploración, explotación y producción del crudo. Durante el proceso de producción, en la fase de separación del crudo del agua y gas, según sea el caso, el Separador entra a ser parte fundamental y por lo tanto, al pasar de los años se le han venido haciendo mejoras tanto de su interior o como del exterior, y dependiendo de lo que se va a separar así mismo se utiliza un tipo de separador; ya sea bifásico (separación crudo-agua ó crudo-gas) o trifásico (separación crudo-agua-gas). Como todo aparato, el separador tiene un paso a paso para su uso que va desde el permiso en si hasta el apagado del mismo; el instructivo nos muestra cómo operar correctamente un Separador, nos dice que oprimir y que no oprimir para de esta forma, darle un uso adecuado evitando retrasos, mal funcionamiento y también accidentes.

El rango de operación de los separadores es:

- Separadores de baja presión: 10-20 psi hasta 180-225 psi
- Separadores de presión media: 230-250 psi hasta 600-700 psi
- Separadores de alta presión: 750psi hasta 1500 psi

Estos equipos normalmente trabajan con un nivel de líquido entre el 50 y 75 % del diámetro del recipiente, debido a que la cantidad de gas será menor.

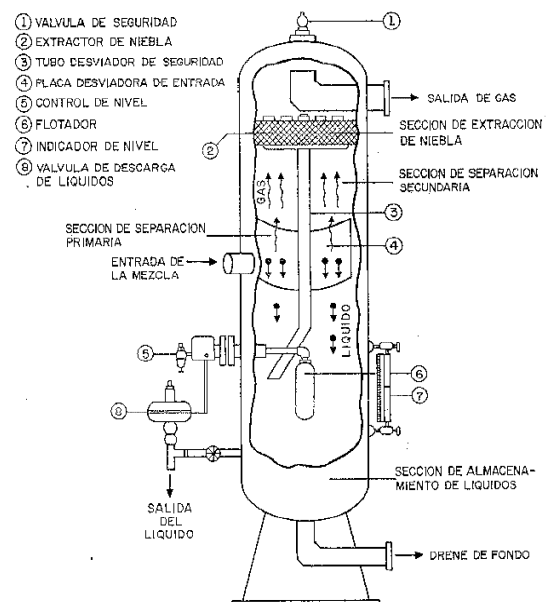


FIG. III.1 ESQUEMA DE UN SEPARADOR VERTICAL

Separadores

Un separador es un recipiente de forma cilíndrica o esférica, de acero, colocado en posición horizontal o vertical, que por lo general se utiliza para disgregar la mezcla de hidrocarburo en sus componentes básicos, petróleo y gas, provenientes del múltiple de producción. Adicionalmente el recipiente permite aislar los hidrocarburos de otros componentes indeseables como la arena, agua y en algunos casos espuma.

Las relaciones gas-aceite de estas corrientes disminuyen en ocasiones, debido a las cabezadas de líquido que repentinamente se presentan, siendo estas más frecuentes cuando los pozos producen artificialmente.

Partes de un separador

Cuerpo del Separador: Es la parte principal del separador, de forma cilíndrica esférica y de tamaño variable, dependiendo de la capacidad de diseño.

Válvula de Descarga de Líquido: Ésta se encuentra ubicada en la parte inferior del separador, facilitando la salida del líquido.

Válvula de Entrada de Líquido: Se encuentra situada casi en la mitad del separador.

Válvula de Control de Presión de Gas: Esta válvula es controlada por un controlador, para mantener la presión en un rango más o menos constante a la presión de trabajo del separador.

Ventana de Inspección: A través de esta ventana se realizan los trabajos de inspección y limpieza en el interior del separador.

Válvula de Drenaje: Se encuentra ubicada en la parte inferior del separador (fondo), la cual se usa para drenar los líquidos.

Controlador de Presión: Colocado en la línea de salida del gas, está encargado de controlar la válvula de control de presión.

Controlador de Nivel: Sirve para gobernar la válvula de salida de líquido.

Válvula de Seguridad: Esta válvula normalmente se encuentra ubicada en la salida del gas o en otro orificio situado en la parte superior del separador.

Plato o Disco de Ruptura: Están diseñados para romperse a una determinada presión la cual puede ser ligeramente superior a la presión de apertura de la válvula de seguridad.

Cristal de Nivel: Este cristal debe estar colocado a una altura promedio, de tal manera que permita un control visual del nivel del líquido en el separador, por lo general se colocan a un metro y cincuenta centímetros.

Elementos internos de un separador

+ **Placa Deflectora.**- es una platina q puede tener la forma de un arco o puede ser recta, se encuentra en la entrada del fluido, de tal forma que el líquido a su ingreso choque con el mismo

logrando un cambio brusco de velocidad y dirección, a lo que se conoce como momentum de flujo, esto permite que se separe el líquido del gas.

+ **Extractor de niebla.-** consta de una malla de acero o de una conformación de vanes que atrapan un 99% de gotas de líquido mayores a 10 micrones.

+ **Rompe torbellinos.-** son platinas ubicadas en las descargas de la tubería a fin de evitar que el líquido forme torbellinos a la salida.

+ **Placas Rompe Espumas.-** consiste en una serie de placas paralelas longitudinalmente direccionadas del flujo, colocadas en zonas de retención de líquidos de los separadores horizontales. Estas placas evitan que las burbujas de gas que ascienden a través del líquido colapsen y produzcan la agitación necesaria para formar la espuma.

+ **Rompe olas.-** para evitar la propagación de las ondulaciones y los cambios de nivel que son producidos por la entrada súbita de tapones de líquidos dentro del separador.

+ **Tuberías internas.-** pueden ser adecuadas tanto para separadores verticales y horizontales. Para eliminar impurezas que se depositan en el equipo durante su operación o para desplazar a los hidrocarburos.

Factores que afectan la separación de gas y líquido

- **Tamaño de las partículas del líquido.-** indica la velocidad máxima que debe tener el gas para permitir la separación de las partículas de ese diámetro o mayores.
- **Velocidad del gas.-** depende de las propiedades físicas del líquido y del gas.
- **Presión de separación.-** es un factor muy importante en la separación, ya que al disminuir la presión de separación principalmente es la separación del gas y condensado, en ciertas ocasiones la recuperación de líquidos aumenta.
- **Temperatura de separación.-** a medida que disminuye la temperatura de separación, se incrementa la recuperación de líquidos en el separador. La temperatura afecta la capacidad del separador al variar los volúmenes del fluido y sus densidades.
- **Viscosidad del gas.-** a medida que aumenta la viscosidad del gas, disminuye la viscosidad de asentamiento, y por lo tanto la capacidad de manejo del gas del separador.
- **Densidades del líquido y del gas.-** afectan la capacidad de manejo de gas de los separadores, ya que es directamente proporcional a la diferencia de densidades de líquido y gas e inversamente proporcional a la densidad del gas.
- **Mecanismos de separación :** La separación de mezclas se logra mediante una combinación adecuada de los siguientes factores: gravedad, fuerza centrífuga y choque.
- **Separación por gravedad:** En los separadores el asentamiento por gravedad tiene lugar principalmente en la sección secundaria, que se conoce también como sección de asentamiento por gravedad.

Tipos de procesos de separación

Absorción.- Cuando las dos fases en contacto son un gas y un líquido, la operación unitaria se llama absorción. Un soluto A, o varios solutos, se absorben de la fase gaseosa y pasan a la líquida.

Este proceso implica una difusión molecular turbulenta o una transferencia de masa del soluto A, a través del gas B, que no se difunde y está en reposo, hacia un líquido C, también en reposo. Un ejemplo es la absorción de amoníaco A del aire B por medio de agua líquida C. En general, la solución amoníaco-agua que sale se destila para obtener amoníaco relativamente puro.

Destilación.- En el proceso de destilación aparecen una fase de vapor volátil y una fase líquida que se vaporiza. Un ejemplo es la destilación de una solución etanol-agua, donde el vapor contiene una concentración de etanol mayor que el líquido.

En la destilación de petróleo crudo se separan varias fracciones, como gasolina, kerosina y aceites para calefacción.

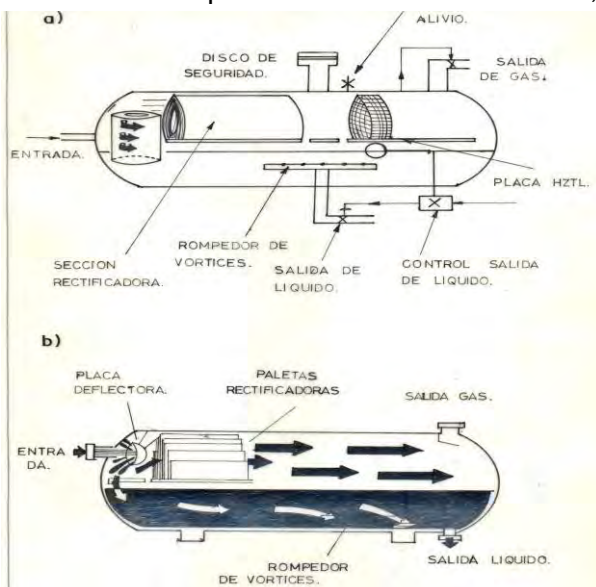
Lixiviación.- Si se usa un fluido para extraer un soluto de un sólido, el proceso recibe el nombre de lixiviación.

Procesamiento con membranas.- La separación de moléculas por medio de membranas es una operación unitaria relativamente nueva que está adquiriendo cada vez más importancia. La membrana sólida, relativamente fina, controla la tasa de movimiento de moléculas entre las dos fases. Se utiliza para eliminar la sal del agua, purificar gases, en el procesamiento de alimentos, etcétera.

Cristalización.- Los solutos solubles componentes de una solución pueden extraerse de esta ajustando las condiciones como temperatura o concentración, de manera que se exceda la solubilidad de uno o más solutos y éstos cristalicen como fase sólida.

Adsorción.- En un proceso de adsorción se adsorben uno o más componentes de una corriente de líquido o de gas sobre la superficie o en los poros de un adsorbente sólido, y se logra la separación. Entre los ejemplos se tienen la eliminación de compuestos orgánicos del agua contaminada, la separación de parafinas de los compuestos aromáticos, y la eliminación de disolventes del aire. En las separaciones que se acaban de mencionar se utilizan diversos métodos de proceso. Las dos fases como, gas y líquido, o líquido y líquido, se mezclan entre sí en un recipiente para después separarlas. Este es un proceso de una sola etapa.

Descripción de un separador



- **Separación Primaria.-** comprende la entrada de la mezcla crudo-agua-gas. La separación en esta sección se realiza mediante un cambio de dirección de flujo. El cambio en la cantidad de movimiento de las fases de entrada del separador genera la separación gruesa de las fases. Esta zona incluye las boquillas de entrada y los aditamentos de entrada, tales como deflectores o distribuidores.
- **Separación Secundaria.-** está representada por la separación máxima de líquido por

efecto de gravedad. En esta sección las gotas se separan principalmente por la gravedad por lo que la turbulencia del flujo debe ser mínima. Para esto el separador debe tener

suficiente longitud. En algunos diseños se utilizan veletas o aspas alineadas para reducir aún más la turbulencia.

- **Sección de extracción de niebla.-** en esta sección se separa del flujo de gas, las gotas pequeñas de líquido que no se lograron eliminar en las secciones primarias y secundarias del separador. En esta parte del separador se utilizan el efecto del choque y/o la fuerza centrífuga como mecanismo de separación. El dispositivo utilizado en esta sección, conocido como extractor de niebla, está constituido generalmente por un conjunto de veletas o aspas, por alambre entretejido, o por tubos ciclónicos
- **Sección de almacenamiento de líquidos.-** En esta sección se almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas. Esta parte del separador debe tener la capacidad suficiente para manejar los posibles baches de líquido que se pueden presentar en una operación normal. Además debe tener la instrumentación adecuada para controlar el nivel de líquido en el separador. Esta instrumentación está formada por un controlador y un indicador de nivel, un flotador y una válvula de descarga

Tipo de extractores de niebla

Los principios mecánicos bajo los cuales operan los extractores de niebla

asentamiento por gravedad, la fuerza centrífuga, el choque y la filtración. Los extractores de niebla más empleados son los tipo impacto que a su vez pueden ser de veletas o de alambre entretejido

Extractores de niebla tipo veleta.-Consisten de placas metálicas paralelas formando un laberinto. Cada uno de estas placas, cuenta con varias bolsas para retener el líquido.

Cuando el gas pasa a través del extractor cambia de dirección varias veces y es centrifugado, provocando que las gota de líquido se muevan hacia el exterior, donde son retenidas por las bolsas colectoras.

Aunque el diseño de estos extractores es empírico, los fabricantes generalmente garantizan que el líquido arrastrado en el flujo de gas no sobrepasa 0.1 gal/MM³ pie³

Extractores de niebla de malla de alambre entretejido.-Este tipo de extractores aunque se emplea poco, ha dado resultados favorables y es de bajo costo. Consisten básicamente de un cojinete de malla de alambre, que tiene aberturas asimétricas y desalineadas. La eficiencia de estos extractores, depende de la velocidad del flujo de gas. Cuando la velocidad es baja, las gotas de líquido tienden aglomerarse entre los alambres. A velocidades altas el extractor tiende a inundarse, debido a que el líquido no puede fluir hacia abajo, contra el flujo del gas. En ambos casos los espacios libres del extractor se pueden llenar de líquido, y entonces una porción de líquido es arrastrada por la corriente de gas.

Extractores de niebla tipo ciclónico. - Este tipo de extractores, consiste de un conjunto de pares de tubos concéntricos. El número de tubos concéntrico depende del gasto de gas que se va a manejar. Los tubos concéntricos están provistos de entradas tangenciales para el gas. La parte inferior de estos tubos es cónico y tienen descargas para la partículas de líquido separadas

La sección de almacenamiento de líquidos debe estar situada en el separador, de tal forma que el líquido acumulado no sea arrastrado por la corriente de gas que fluye a través de separador. Aparte de las 4 secciones antes descritas, el separador debe tener dispositivos de seguridad tales como: una válvula de seguridad, un tubo desviador de seguridad y controles de contrapresión adecuados. Cuando se conocen los tipos de flujo de la mezcla de gas y líquido que va al separador, tal como la frecuencia de los baches de líquido en pozos de bombeo, se deben hacer cambios en el diseño y tamaño de las partes del separador. Sin embargo es recomendable que el separador se diseñe de la forma más simple posible, para facilitar su limpieza y mantenimiento.

Clasificación de los separadores



Los separadores se pueden clasificar de varias maneras, dependiendo de las fases que separan, de la forma, de la posición, de la utilización o condiciones de trabajo, etc.

En cuanto a las fases que separan pueden ser bifásicos o trifásicos; serán bifásicos si solamente separan gas y líquido y trifásicos si separan gas, petróleo y agua. Los bifásicos son más comunes y los trifásicos se usan generalmente donde hay crudos livianos y no se presentan emulsiones

En cuanto a la forma pueden ser cilíndricos o esféricos. Los cilíndricos son los más comunes pero los esféricos son bastantes usados en campos de gas y cuando deben trabajar a presiones altas.

En cuanto a su posición, esto se refiere a los separadores cilíndricos, pueden ser verticales y horizontales; estos últimos pueden ser de un cilindro o dos.

Los verticales se usan cuando hay una RGL más bien baja y en pozos que pueden tener producción de arena; los horizontales de un solo tubo se usan cuando tiene RGL altas pero una tasa liquida estable, y los de dos tubos pueden manejar más fácil producciones altas, dan mas tiempo de reposo al líquido para extraerle el gas.

De acuerdo a su utilización, en una batería hay separadores de prueba, y generales y separadores de alta y baja presión.

Los separadores pueden clasificarse por su forma y geometría en:

HORIZONTALES VERTICALES Y ESFÉRICOS

HORIZONTALES

Se usan generalmente cuando la producción de gas empieza a ser alta, la producción de líquido es más o menos uniforme y no se presentan variaciones bruscas en el nivel de fluido dentro del separador. Cuando hay producción alta tanto de líquido como de gas se usan los separadores horizontales de dos tubos en el cual en el tubo superior se maneja el gas y en el inferior el líquido. Los separadores horizontales pueden variar de tamaño de 10 a 12 pulgadas en diámetro y 4 a 5 pies de largo, hasta 15 o 16 pies en diámetro y de 60 a 70 pies de largo.

El fluido entra y choca con el deflector para llevar a cabo una separación rápida y eficiente, en la mayoría de los diseños el deflector tiene un bajante que conecta el flujo del líquido debajo de la inter fase gas-aceite y la proximidad de la inter fase aceite-agua. La sección del colector de líquido del tanque provee suficiente tiempo para que el aceite y el agua se separen por gravedad, como el agua libre es más pesada, ésta queda en el fondo del recipiente.

Ventajas:

1. Tienen mayor capacidad para manejar gas que los verticales.
2. Son más económicos que los verticales.
3. Son más fáciles de instalar que los verticales.
4. Son muy adecuados para manejar aceite con alto contenido de espuma. Para esto, donde queda la interface gas-líquido, se instalan placas rompedoras de espuma.

Desventajas:

1. No son adecuados para manejar flujos de pozos que contienen materiales sólidos como arena o lodo, pues es difícil limpiar este tipo de separadores.
2. El control de nivel de líquido es más crítico que en los separadores verticales.

VERTICALES

Se utiliza cuando en la producción de hidrocarburos líquidos hay una cantidad mayor de gas que de aceite. Los separadores verticales pueden variar de tamaño de 10 a 12 pulgadas en diámetro y 4 a 5 pies de altura, hasta 10 a 12 pies en diámetro y 15 a 25 pies de altura.

Ventajas:

1. Es fácil mantenerlos limpios, por lo que se recomiendan para manejar flujos de pozos con alto contenido de lodo, arena o cualquier material sólido.
2. El control de nivel de líquido no es crítico, puesto que se puede emplear un flotador vertical, logrando que el control de nivel sea más sensible a los cambios.
3. Debido a que el nivel de líquido se puede mover en forma moderada, son muy recomendables para flujos de pozos que producen por bombeo neumático, con el fin de manejar baches imprevistos de líquido que entren al separador.
4. Hay menor tendencia de evaporización de líquidos.

Desventajas:

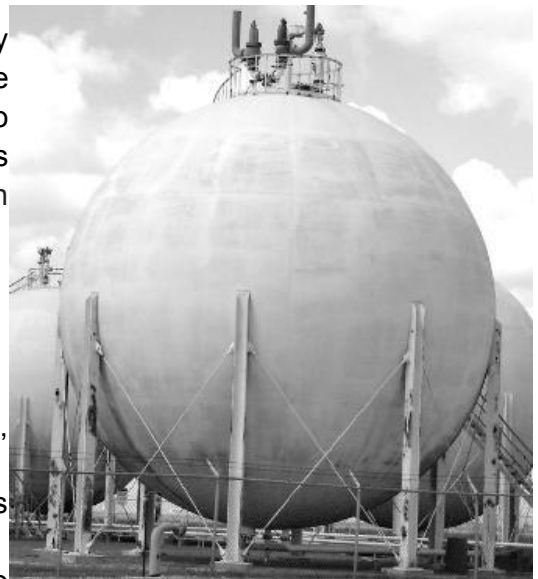
1. Son más costosos que los horizontales.
2. Son más difíciles de instalar que los horizontales.
3. Se necesita un diámetro mayor que el de los horizontales para manejar la misma cantidad de gas.

ESFÉRICOS

Ya que su capacidad para líquido está limitada y su diseño y fabricación son muy difíciles para un campo de separación de aceite. Este tipo de separador se usa principalmente cuando hay una producción alta, y además a presión alta, de gas. Los separadores esféricos están usualmente disponibles en 24 o 30 pulgadas hasta 66 o 72 pulgadas en diámetro.

Ventajas:

1. Más baratos que los horizontales o verticales.
2. Más compactos que los horizontales o los verticales, por lo que se usan en plataformas costa afuera.
3. Son más fáciles de limpiar que los separadores verticales.
4. Los diferentes tamaños disponibles los hacen el tipo más económico para instalaciones individuales de pozos de alta presión.

**Desventajas:**

- 1.- Tienen un espacio de separación muy limitado.

Separadores de tres fases.

Separador Trifásico (Gas-Aceite-Agua).

El dimensionamiento de estos separadores se basa principalmente en el tiempo de retención, en donde las tres fases se separan eficientemente, normalmente éste varía de 3 segundos a 30 minutos dependiendo de la composición del fluido y del trabajo de laboratorio, pero si no se cuenta con esta información, el tiempo de retención del aceite y 20 el agua sugerido para diseño es de 10 minutos. La fracción del agua, obtenida por el asentamiento de gravedad se le llama agua libre 20el agua sugerido para diseño es de 10 minutos. La fracción del agua, obtenida por el asentamiento de gravedad se le llama agua libre.

Además de las secciones y dispositivos con que cuentan los separadores de líquido y gas, el separador de 3 fases tiene las siguientes características y accesorios especiales:

a) Una capacidad de líquidos suficiente para proporcionar el tiempo de retención necesario para que se separe el aceite y el agua.

b) Dispositivos de descarga independientes para el aceite y para el agua

Las **ventajas** que tiene este control de nivel de líquidos, son:

- Diseño simple, con lo que se facilita el mantenimiento y la limpieza del separador.
- Los volúmenes para retención del aceite y del agua, se pueden variar fácilmente moviendo los controladores de nivel.
- El volumen de la sección de almacenamiento de líquidos disponible, es mayor que cuando se usa alguna de las otras formas de control.

Las desventajas

- En ocasiones falla el controlador de la interfase agua-aceite o la válvula de descarga del agua, ocasionando que el aceite y el agua sean descargados a través de la salida del agua.
- Se requiere experiencia para operar esta forma de control de nivel.

Clasificación por la Presión de Operación

Los separadores de petróleo y gas pueden operar a presión es que van desde un alto vacío hasta 4000 o 5000 psi. Mucho de los separadores de gas y petróleo operan en el rango de operación de 20 a 1500 psi.

Los separadores pueden ser referidos como de baja, de media, o de alta presión. Los separadores de baja presión usualmente operan a presión es en el rango de 10 a 20 psi hasta 180 a 225 psi. Los separadores de presión media usualmente operan a presión es desde 230 a 250 psi hasta

600 a 700 psi. Los separadores de alta presión generalmente operan en un amplio rango de presión que va desde 750 a 1500 psi.

Clasificación por Aplicación

Separador de Prueba

Un separador de prueba es utilizado para separar y medir los fluidos de un pozo. El separador de prueba puede ser referido como un probador o verificador de pozo. Los separadores de prueba pueden ser verticales, horizontales o esféricos. Ellos pueden ser bifásicos o trifásicos. Ellos pueden estar permanentemente instalados o portátiles. Los separadores de prueba pueden ser equipados con varios tipos de medidores para medir el petróleo, gas, y/o agua para pruebas de potencial, pruebas de producción periódicas, prueba de pozos marginales, etc.

Separador de Producción

Un separador de producción es utilizado para separar el fluido producido desde pozo, un grupo de pozos, o una localización sobre una base diaria o continua. Los separadores de producción pueden ser verticales, horizontales o esféricos. Ellos pueden ser bifásicos o trifásicos. El rango en tamaño va desde 12 pulg. Hasta 15 pies en diámetro, con muchas unidades que van desde 30 pulg. Hasta 10 pies en diámetro. El rango de longitud desde 6 a 70 pies, con muchos de 10 a 40 pies de largo.

Separador de Baja Temperatura

Un separador de baja temperatura es uno especial en el cual el fluido del pozo a alta presión es introducido en el recipiente a través de un estrangulador o válvula reductora de presión de tal manera que la temperatura del separador es reducida apreciablemente por debajo de la temperatura del fluido del pozo. La temperatura más baja en el separador causa la condensación de vapores que de otra manera saldrían del separador en estado de vapor. Los líquidos recuperados requieren la estabilización para prevenir la evaporación excesiva en los tanques de almacenamiento.

Separador de Medición

La función de separar los fluidos del pozo en petróleo, gas y agua, y medir los líquidos puede ser llevado a cabo en un recipiente. Estos recipientes comúnmente son referidos como separadores de medición y están disponibles para operación bifásica y trifásica. Estas unidades están disponibles en modelos especiales que los hacen adecuados para la medición precisa de crudos espumosos y pesados. La medición del líquido es normalmente llevada a cabo por acumulación,

aislamiento, y descarga de volúmenes dados en un compartimiento de medición ubicado en la parte más baja del recipiente.

Separador Elevado

Los separadores pueden ser instalados sobre plataformas en o cerca de patio de tanque o sobre plataformas costa-fuera de tal forma que el líquido pueda fluir desde el separador hacia almacenamiento o recipientes aguas abajo por gravedad. Esto permite operar el separador a la más baja presión posible para capturar la máxima cantidad de líquido para minimizar la pérdida de gas y vapor hacia la atmósfera o hacia el sistema de gas a baja presión.

Separadores por Etapas

Cuando el fluido producido es pasado a través de más de un separador con los separadores en serie, los separadores son referidos como separadores por etapa.

*** Clasificación por el principio utilizado para la separación primaria**

Los separadores pueden ser clasificados de acuerdo al método utilizado para llevar a cabo la separación primaria en el separador.

*** Diferencia de densidad (separación por gravedad)**

Esta clasificación incluye todas las unidades que no poseen elementos de entrada, deflector, placas de choques, o empaque en la entrada del recipiente. La separación primaria se obtiene solamente por la diferencia de densidad del petróleo, gas, o vapor. Estas unidades son pocas en número y muchos separadores tienen un extractor de neblina cerca de la salida de gas para remover las gotas de petróleo en el gas.

*** Choque y/o Coalescencia**

Este tipo de separador incluye todas las unidades que utilizan una placa o dispositivo de empaque en la entrada del separador para llevar a cabo la separación inicial del petróleo y del gas. Un número infinito de diseños puede ser utilizado en la entrada del separador, pero uno de los arreglos más simples y efectivos es ilustrado en figura 1.11.

*** Fuerza Centrifuga**

La fuerza centrífuga puede ser utilizada tanto para la separación primaria como para la secundaria de petróleo y gas en el separador. La fuerza centrífuga puede ser obtenida tanto con una entrada tangencial dimensionada apropiadamente o un elemento espiral interno dimensionado de manera apropiada con el fondo y el tope del abierto o parcialmente abierto. Estos elementos centrífugos causan flujo ciclónico del fluido entrante a velocidades tan altas para separar el fluido en una capa externa o cilindro de líquido y en un cono interno o cilindro de gas o vapor. La velocidad requerida para la separación centrífuga varía desde cerca de 40 hasta aproximadamente 300 pies/s. La velocidad más común de operación está entre 80 y 120 pies/s.

Funciones de los separadores

Las funciones que debe cumplir un separador son:

- Hacer una primera separación de fases entre los hidrocarburos de la mezcla
- Cuando el proceso de separación ocurre entre la fase gaseosa y líquida, la función del separador será: refinar el proceso de separación mediante la recolección de partículas líquidas
- Descargar por separado la fase líquida y gaseosa, que salen del separador, con el objetivo de evitar que se vuelvan a mezclar, lo que haría que el proceso de separación sea de una baja eficiencia.

Funciones de operación de los separadores

Para que un separador pueda cumplir con sus funciones debe satisfacer lo siguiente:

- Controlar la energía del fluido al entrar al separador
- Las tasas de flujo deben responder a ciertos cargos de volumen
- La turbulencia que ocurre en la sección ocupada por el gas debe ser minimizada
- La acumulación de espuma y partículas contaminantes deben ser eliminadas
- Las salidas de los fluidos deben estar previstas de los controles de presión
- Las regiones de acumulación de sólidos deben tener prevista la remoción de estas fases
- El separador debe tener válvulas de alivio
- El recipiente debe estar provisto de manómetros, termómetros, controles de nivel, etc.
- El separador debe tener bocas de visitas

Control del separador

El control de presión mantiene constante la presión del separador regulando la salida del gas; si la presión aumenta por encima de la presión de operación esta presión actúa sobre la válvula de control de salida de gas y hace que se abra más para permitir más paso de gas; si la presión disminuye por debajo de la presión de operación, la válvula que controla la salida de gas se cierra un poco y de esa manera bloquea un poco la salida de gas permitiendo que el separador se presurice nuevamente. Adicional a la válvula de contrapresión, el sistema de control de la presión en el separador posee una válvula de alivio y un disco de ruptura; en caso de que por alguna razón la válvula de contra presión no permita la despresurización del separador cuando este está

a presiones por encima de la presión de operación, la válvula de alivio de abre para despresurizar el recipiente, y si finalmente la válvula de alivio no funciona y el recipiente continua presurizándose se rompe el disco de ruptura el cual es una lámina normalmente de aluminio que soporta una determinada presión y cuando se somete a una presión mayor se rompe.

Una variación en el nivel del fluido afecta las capacidades del separador al gas y al líquido y esta variación es mucho más crítica en el caso de separadores horizontales que los verticales. El control del separador es más sencillo cuando es bifásico que cuando es trifásico, especialmente en el control de salida de líquidos pues en el separador trifásico se debe controlar la salida de dos fases liquidas lo cual requiere de dos controles de nivel uno en la interfaces agua-aceite que controla la salida de agua y otra en la interface gas-aceite que controla la salida de aceite.

Controladores de Nivel

Cada separador en un sistema de separación en etapas, tiene dos puntos de control de proceso:

- Control de nivel de liquido
- Control de presión

- **Control de nivel de liquido**

Un separador tiene un sistema de control que mantiene su nivel de líquido constante regulando el flujo que sale del recipiente. La función del sistema es abrir la válvula de control de nivel cuando éste sube, de tal forma que una mayor cantidad de liquido puede fluir hacia afuera del recipiente; y cerrar la válvula de control cuando el nivel baja, de esta manera una cantidad menor de liquido sale del separador. Un controlador de nivel es el “**cerebro**” del sistema de control. Este detecta los cambios de nivel en el flotador, y transmite una señal neumática a la válvula de control para abrir o cerrar según sea necesario, y en esta forma mantener el nivel bajo operación normal.

El controlador de nivel tiene dos dispositivos los cuales son ajustados manualmente por el operador: un punto de referencia, el cual regula la altura del líquido en el recipiente; y una banda proporcional que controla la sensibilidad del sistema de control.

El punto en el que el operador ajusta cada uno de estos dispositivos de control, puede explicarse de una manera más clara si se considera el sistema de control en términos de sus funciones: abrir la válvula de control cuando el nivel sube, y cerrarla cuando este baja.

El punto de referencia, es generalmente ajustado para mantener el nivel de líquido alrededor del punto medio en el nivel óptico. Sin embargo, si el flujo de gas que sale del separador se incrementa, puede ser recomendable bajar el nivel y proporcionar un mayor volumen en el recipiente de espacio para el vapor.

La banda proporcional regula el movimiento de la válvula de control cuando hay un cambio en el nivel de líquido.

Con un ajuste bajo de la banda proporcional, por ejemplo un 10%, un cambio pequeño en el nivel trae como consecuencia un movimiento amplio de la válvula

de control de nivel. Un nivel alto de unas cuantas pulgadas, da como resultado que la válvula de control de nivel se abra completamente; y una pequeña caída en el nivel, provoca que la válvula de control de nivel se cierre totalmente. El efecto neto es que el flujo de líquido a través de la válvula de control de nivel es muy alta o bien, muy bajo. Si el líquido se descarga a otro separador, entrará al recipiente en baches; provocando dificultades en el control de nivel.

Un ajuste alto de la banda proporcional, requiere un mayor cambio en el nivel de líquido para abrir o cerrar la válvula de control de nivel. En una posición de 100%, el nivel debe elevarse a la parte superior del flotador antes de que la válvula de control esté totalmente abierta; y el nivel debe caer al fondo del flotador, antes de que la válvula de control de nivel esté completamente cerrada. Un ajuste bajo de la banda proporcional, da como resultado un nivel aproximadamente constante y un gasto de flujo con variaciones; mientras que un ajuste alto proporciona un nivel con variaciones y un gasto de flujo más o menos constante.

Es generalmente conveniente mantener un gasto de flujo moderadamente constante en todos los separadores excepto en la etapa final. Así, un ajuste alto de la banda proporcional (50 a 75%) , resulta usualmente en un ritmo de flujo y un nivel más o menos constantes en el separador.

Si la corriente del pozo que entra al separador de la primera etapa fluye en baches, es necesario ajustar la banda proporcional en un valor aproximado de 25%, para prevenir flujos repentinos e inadecuados de líquido.

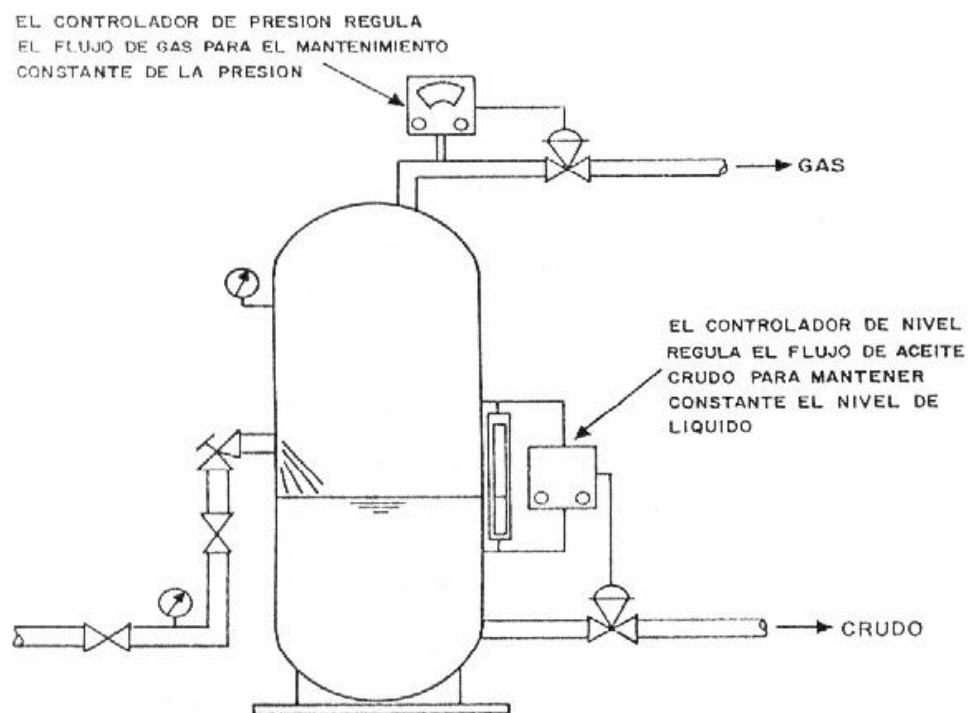


FIG. III.29 DISPOSITIVOS DE CONTROL DEL SEPARADOR.



- **Control de presión:**

La cantidad de aceite crudo producido a partir de un sistema de separación en etapas, es afectado significativamente por las presiones de operación de los separadores del sistema. En algunos casos, las presiones de los separadores son fijadas por otras consideraciones del proceso, tales como el mantenimiento de la presión a un nivel suficiente para el suministro de gas combustible al sistema. Si el gas de los separadores fluye a las compresoras, éstas pueden requerir una presión de succión mínima para mantener el volumen de gas que fluye hacia ellas.

La presión en un separador, es controlada por un regulador del flujo de gas que sale del recipiente. El sistema generalmente incluye un controlador y una válvula de control. El controlador detecta la presión dentro del separador, y envía una señal neumática a la válvula de control para que abra o cierre, permitiendo el flujo de gas en la cantidad necesaria para mantener la presión en el punto de referencia del controlador. Este es ajustado por el operador a la presión que se ha establecido que debe funcionar el separador.

Antes de continuar con el análisis del sistema de control, se revisará el objetivo principal de un sistema de separación en etapas. La corriente de los pozos que entra al sistema, es una mezcla de hidrocarburos que pueden ser agrupados en gas, gasolinas y aceite combustible. Independientemente del número de separadores y de las presiones a las que operan, la mayoría de los hidrocarburos agrupados como gas salen de los separadores por las líneas de descarga del gas; y casi el 100% de los hidrocarburos que integran el aceite combustible, fluyen hacia afuera por la parte inferior de los separadores para dirigirse al tanque de almacenamiento. En esta forma, los hidrocarburos que componen las gasolinas, son los que se ven afectados por el número de separadores y sus presiones de operación. Siempre se desea que los separadores operen de tal forma que una mínima cantidad de gasolinas, sean conducidas en la corriente de gas que sale de los separadores

Problemas de operación de los separadores

Crudos espumosos:

- ✓ Dificultad para controlar el nivel del líquido.
- ✓ Problemas en la separación del líquido del gas.
- ✓ Probabilidad que el gas y el líquido salgan del separador junto con la espuma y con ello causar considerables pérdidas económicas

Presencia de arena:

- ✓ Taponamiento de los dispositivos internos del separador.
- ✓ Erosión, corte de válvulas y líneas.

- ✓ Acumulación en el fondo del separador.

Parafinas:

- ✓ La parafina en los separadores de petróleo y gas reduce su eficiencia y puede hacerlos inoperables llenando parcialmente el recipiente o bloqueando el extractor de mezcla y las entradas de fluido. Puede ser removida efectivamente utilizando vapor o solventes.

Emulsiones:

- ✓ La presencia de emulsiones crea problemas en los separadores de 3 fases. Se pueden usar los delmulsificantes para romper la emulsión.

Corrosión:

- ✓ Los fluidos producidos del pozo pueden ser muy corrosivos y causar la falla temprana del equipo. Los dos elementos más corrosivos son dióxido de carbono y el sulfuro de hidrogeno.

Materiales pegajosos:

- ✓ Tal es el caso de crudos parafinosos, pueden presentar problemas operativos, debido al ensuciamiento o incrustación de los elementos internos. Para controlar este inconveniente comúnmente se utilizan aditivos químicos.



Tema No 2: PROCESOS DE COMPRESION DE GAS**1 INTRODUCCION**

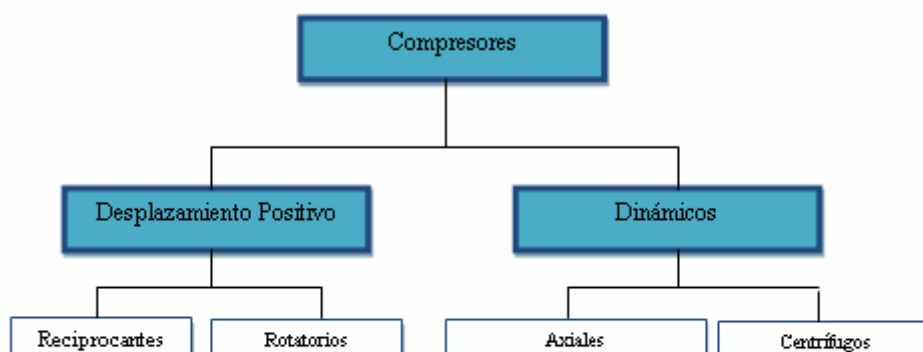
Los compresores son máquinas que tienen por finalidad aportar una energía a los fluidos compresibles (gases y vapores) sobre los que operan, para hacerlos fluir aumentando al mismo tiempo su presión. En esta última característica precisamente, se distinguen de las soplantes y ventiladores que manejan grandes cantidades de fluidos compresibles (aire por ejemplo) sin modificar sensiblemente su presión, con funciones similares a las bombas de fluidos incompresibles

El gas metano (principal componente del Gas Natural Comprimido ó G.N.C.) es uno de los combustibles mas requeridos dentro del Estado Plurinacional de Bolivia. El transporte de este gas se realiza mayormente por medio de gasoductos, que van desde los lugares de extracción del gas hacia los distintos centros de consumo. Dichos gasoductos conducen enormes volúmenes de gas y requieren estaciones compresoras y de recompresión para mantener el flujo constante.

TIPOS DE COMPRESORES

La industria dispone de una gran variedad de compresores, los cuales se dividen de acuerdo a su principio de operación en dos grandes grupos:

- a) Compresores Dinámicos o de flujo continuo
- b) Compresores de Desplazamiento Positivo o de flujo intermitente.



COMPRESORES DINÁMICOS

Estos compresores se fundamentan en el principio de impartir velocidad a una corriente de gas y luego convertir esta velocidad en energía de presión. Con frecuencia a estos compresores se les denomina turbocompresores. Las máquinas centrífugas comprenden casi el 80% de los compresores dinámicos. Los compresores centrífugos tienen por lo general muy pocos problemas en el proceso de compresión del gas, y además son confiables para comprimir cualquier tipo de gas.

En este tipo de compresores se tiene: Axiales y Centrífugos

Compresores axiales

Estos compresores se caracterizan, y de aquí su nombre, por tener un flujo axial en forma paralela al eje.

El gas pasa axialmente a lo largo del compresor, que a través de hileras alternadas de paletas, estacionarias y rotativas, comunican cierta velocidad del gas o energía, que después se transforma en presión (P). La capacidad mínima de este tipo de compresores, viene a ser del orden de los quince metros cúbicos por segundo (m^3/s), utilizan un tambor de equilibrio para contrarrestar la reacción o empuje axial.

Compresores Centrífugos

En un compresor centrífugo se produce la presión al aumentar la velocidad del gas que pasa por el impulsor y luego al recuperarla en forma controlada para producir el flujo y presión deseada. Estos compresores suelen ser unitarios, salvo que el flujo sea muy grande o que las necesidades del proceso exijan otra cosa.

COMPRESORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Son de capacidad constante y tienen descarga de presiones variables. La capacidad se cambia por la velocidad o con el descargador de la válvula de succión. Además, solo hay una pequeña variación en el flujo en una amplia gama de presiones.

Compresores Reciprocantes

Los compresores reciprocantes funcionan con el principio adiabático mediante el cual se introduce el gas en el cilindro por las válvulas de entrada, se retiene y comprime el cilindro y sale por las válvulas de descarga, en contra de la presión de descarga. Estos compresores rara vez se emplean como unidades individuales, salvo que el proceso requiera funcionamiento intermitente.

Compresores rotatorios

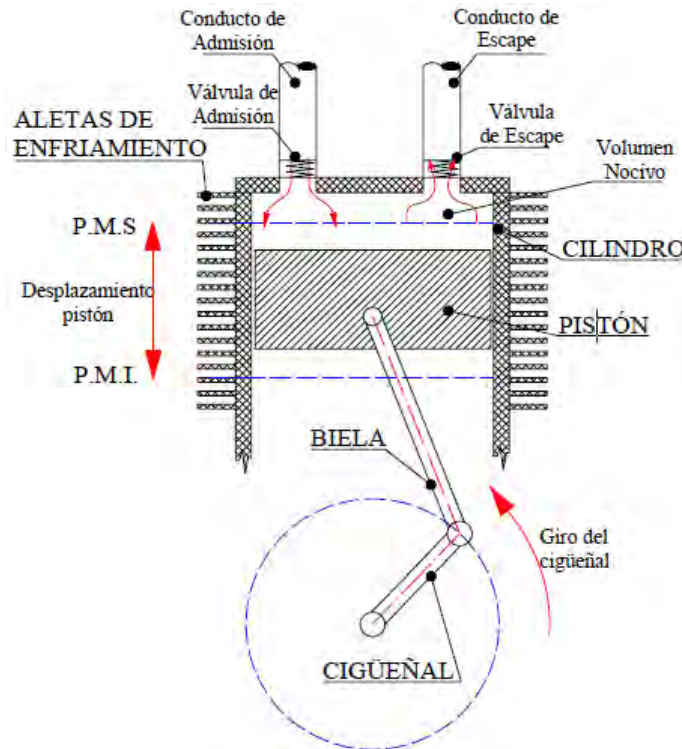
Se denominan compresores rotatorios a aquellos grupos que producen gas o aire comprimido por un sistema rotatorio y continuo, es decir, que empujan el fluido desde la aspiración hacia la salida, comprimiéndolo.

PROCESO DE COMPRESIÓN

Este proceso se define como la reducción de un volumen de gas dado, por medio de la aplicación de un trabajo necesario para generar la coalescencia de sus moléculas, obteniendo como resultado un cambio de energía manifestada con el aumento en la presión de dicho fluido.

FUNCIONAMIENTO Y CICLO DE COMPRESIÓN

En un compresor de gas de movimiento alternativo el fluido ingresa dentro de la cámara de compresión a una presión $P_{\text{admisión}}$, descargándolo al final del proceso a una presión P_{escape} superior. El proceso de compresión en un compresor a émbolo consta de cuatro etapas, las cuales se describen a continuación:



1º Ingreso de gas al cilindro: ocurre desde el momento en el cual se produce la apertura de la válvula de admisión ó A.V.A

2º Proceso de compresión: Esta etapa inicia cuando el pistón se encuentra en el P.M.I. Punto Muerto Inferior desplazándose hacia el P.M.S. Punto Muerto Superior, y se prolonga hasta la apertura de la válvula de escape ó A.V.E.

3º Egreso del volumen de gas comprimido. Esta etapa se produce mientras la válvula de escape permanece abierta, es decir entre A.V.E. y C.V.E. En un caso ideal, el C.V.E. coincidirá con el final de carrera del émbolo de compresión ó P.M.S. (Punto Muerto Superior).

4º Expansión sin intercambio de masa. Este proceso comienza una vez cerrada la válvula de escape ó C.V.E. y se prolonga hasta la apertura de la válvula de admisión ó A.V.A.

COMPRESIÓN ISOTÉRMICA

Un proceso isotérmico es aquel en donde la temperatura permanece constante. Este proceso se observa cuando en un pistón que contiene un gas, después de suministrarle calor y producir cambios tanto en la presión como en el volumen su temperatura permanece constante.

Como la energía interna de una gas ideal sólo es función de la temperatura, es decir, la energía interna del sistema se manifiesta por medio de la temperatura; en un proceso isotérmico de un gas ideal la variación de la energía interna es cero ($\Delta U = 0$). De acuerdo con la primera ley de la termodinámica tenemos: $\Delta U = \Delta Q + \Delta W$. Como $\Delta U = 0$, entonces, $\Delta Q = -\Delta W$. En un proceso isotérmico se cumple con la ley de Boyle-Mariotte: $PV = \text{constante}$. Que es una de las ecuaciones características de un proceso isotérmico.

COMPRESION ISENTROPICO

Es un proceso de compresión adiabática reversible (**isentrópica**), es decir sin intercambio de calor con el exterior. Viene a simbolizar el proceso de compresión de la masa fresca en el motor real, en el que en el pistón, estando en el punto muerto inferior (PMI), empieza su carrera de ascenso, comprimiendo el aire contenido en el cilindro. Ello eleva el estado termodinámico del fluido, aumentando su presión, su temperatura y disminuyendo su volumen específico, en virtud del efecto adiabático.

COMPRESIÓN POLITROPICA

Una transformación politrópica es un cambio de estado en el que varían todas las Propiedades (presión, volumen, temperatura, entropía, entalpía, etc.). También en este Proceso existe transmisión o transferencia de calor y para su análisis se lo considera a este proceso como internamente reversible.

CARACTERISTICAS DE LOS PROCESOS DE COMPRESIÓN:

TIPO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
RECIPROCANTES	- Gran flexibilidad en rango operacional. - Maneja mejor caudal a altas presiones. - Menos sensible a cambios en la composición del gas	- Alto costo inicial. - Alto costo de mantenimiento. - Tamaño y peso elevado. - Motores de baja velocidad y alto mantenimiento. - Mayor tiempo de parada.
CENTRÍFUGOS	- Menos costo inicial. - Menos costo de mantenimiento. - Menos tiempo parado. - Menor tamaño y masa. - Motores de alta velocidad y bajo mantenimiento.	- Límite inferior de caudal. - Alto costo de potencia del motor. - Sensible a cambios en la composición y densidad del gas. - Rango operativo limitado por golpe de ariete.

TIPO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
AXIALES	- Alta capacidad de flujo. - Mayor eficiencia. - Menor tamaño físico y menor peso. - Más fáciles de manejar en paralelo.	- Sistemas de control de flujo y Anti-surge más complejos y costosos. - Límites de presión más bajos. - Principalmente diseñado para manejo de aire o gases limpios no corrosivos.
CENTRÍFUGOS	- El control de flujo es simple, continuo y eficiente en un alto rango. - Menos costosos. - Pueden manejar suciedad, erosión y gases corrosivos.	- Menos capacidad de flujo. - Menor eficiencia. - Mayor tamaño y peso.

SELECCIÓN DEL TIPO ÓPTIMO DE COMPRESOR

La selección del tipo de compresor puede ser realizada por el ingeniero de proyecto. Para lograr una selección satisfactoria se deben considerar una gran variedad de tipos, cada

uno de los cuales tiene ventajas peculiares para aplicaciones dadas. Entre los principales factores que se deben tomar en consideración, dispuestos hasta cierto punto en orden de importancia, se encuentran la velocidad de flujo, la carga o presión, las limitaciones de temperatura, el consumo de potencia, posibilidades de mantenimiento y el costo.

La selección del tipo de compresor puede ser realizada de la siguiente manera:

1. Compare el nivel de potencia requerida con el rango de capacidad normal de potencia, para así eliminar algunos tipos y juzgar si la aplicación es de rutina o si por el contrario es excepcional.
2. Posible seleccionar el tipo de compresor “económico ó factible”. Para ello sólo se requiere del flujo de entrada m^3/s (pie^3/s) y el valor de la presión de descarga.
3. Eliminar los tipos que resulten técnicamente inadecuados debido a los requerimientos del servicio en particular.
4. Para los tipos de compresores “económicos”, decida cuantas unidades y de que capacidad serían instalados, y que equipos auxiliares principales serían requeridos.
5. Determine que tipos de compresores han sido aplicados a este servicio en proyectos recientes, observando cuales han sido las variaciones de flujo en los otros proyectos.
6. Haga una breve comparación económica de los casos competitivos, el procedimiento es ilustrado en las Prácticas de Diseño. “Consideraciones Económicas de Diseño”.
7. Si el breve estudio económico muestra una fuerte competencia entre dos o más tipos, obtenga asesoría de un especialista en maquinarias para conseguir costos actuales y datos de rendimiento de por lo menos dos suplidores de cada tipo de compresor.

CARACTERÍSTICAS DEL GAS

Comprensión

Tomando como referencia el tamaño de las partículas de un gas, existe una gran distancia de espacio vacío entre ellas, lo que hace posible su comprensión o compresibilidad, es decir, la reducción o disminución de los espacios vacíos entre sus moléculas; lo cual se logra aumentando la presión y/o disminuyendo la temperatura.

Expansión

Cuando se calienta una muestra de gas, aumenta la velocidad promedio de sus partículas, las cuales se mueven en un espacio mayor, dando como resultado que todo el gas aumenta su volumen se han expandido.

RAZÓN DE FLUJO (centrífugos)

Flujo Volumétrico a la Entrada

El mínimo para máquinas convencionales está cercano a 0.17 m³/s (350 pie³/min) real para gases limpios y 0.24 m³/s (500 pie³/min) real para gases sucios. El máximo de unos pocos fabricantes está en el rango de 71 a 90 m³/s (150000 a 190000 pi³/min) para el aire y cerca de la mitad de este nivel para gases. Este nivel ha sido alcanzado por arreglos tanto de flujo sencillo como de flujo doble.

Flujo Volumétrico a la Descarga

El mínimo es ligeramente más bajo que la limitación a la entrada, típicamente entre 0.14 y 0.19 m³/s (300 a 400 pie³/min) real, actuando a condiciones de descarga. El máximo no es significativo.

PRESIÓN Y TEMPERATURA DE OPERACIÓN

Temperatura de Entrada

Temperaturas de entrada tan bajas como -115°C (-175°F) pueden ser manejadas por diseños convencionales con la selección de materiales adecuados. Para servicios de más bajas temperaturas, debe consultarse a especialistas.

Temperatura permitida de descarga:

Consideraciones de Proceso – Debido a que el funcionamiento del compresor centrífugo

es sensible a las restricciones de flujo, el ensuciamiento por polimerización se debe evitar. Esto limita la temperatura permitida a 120°C (250°F) en la descarga a aquellas corrientes ricas en diolefinas y olefinas.

Presión de Descarga

Los diseños de compresores centrífugos están disponibles comercialmente para presiones de descarga de 38000 kPa man. (5500 psig), y están siendo desarrollados para presiones de 48000 a 62000 kPa man. (7000 a 9000 psig).

FUNDAMENTOS EN EL DISEÑO DE COMPRESORES

El diseño de sistemas de compresión se lo realiza por compresor y por cada etapa, considerando que existe caídas de presión y cambios de temperatura en los interenfriadores y líneas de conexión, y variaciones de densidad por efectos de condensación.

Entre los métodos utilizados en el diseño de compresores son:

- 1.-Expresiones analíticas derivadas de la teoría termodinámica,
- 2.-Diagramas entalpía y entropía , comúnmente conocidos como diagramas de Mollier para procesos de compresión isentrópica,
- 3.-Diagramas de desempeño provisto por los fabricantes.

El método a ser utilizado dependerá del grado de precisión requerido. Los resultados obtenidos permitirán elegir el tipo de compresor a ser utilizado en un aplicación específica.

COMPRESOR MULTIETAPAS

Cuando la relación de compresión es muy grande, se aconseja el empleo de compresores de varias etapas escalonadas con o sin refrigeración intermedia, cada una de las cuales tiene una relación de compresión del orden de 3,5 a 4.

Un proceso de compresión por etapas es simplemente la compresión del gas en dos o más cilindros en lugar de un solo cilindro.

Se emplea por razones técnicas:

Para ahorrar energía y para limitar la temperatura de descarga del gas.

ESTIMACIÓN DE LA POTENCIA REAL A PARTIR DE LA POTENCIA IDEAL

El factor de potencia se define como el cociente de la relación de la potencia activa entre la potencia aparente; esto es:

$$FP = \frac{P}{S}$$

Comúnmente, el factor de potencia es un término utilizado para describir la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo.

El valor ideal del factor de potencia es 1, esto indica que toda la energía consumida por los aparatos ha sido transformada en trabajo.

Por el contrario, un factor de potencia menor a la unidad significa un mayor consumo de energía necesaria para producir un trabajo útil.

La potencia efectiva o real es la que en el proceso de transformación de la energía eléctrica se aprovecha como trabajo.

- Unidades: Watts (W)
- Símbolo: P

DISEÑO DE EFICIENCIA VOLUMÉTRICA

Eficiencia volumétrica se representa por “Ev” y como su nombre lo indica sirve para medir la eficiencia eléctrica de un cilindro compresor.

Eficiencia Volumétrica: Debida principalmente a la reexpansión del gas refrigerante dentro del cilindro, a la fuga del gas por válvulas y anillos de pistones (blowby), obstrucción o pérdida de carga del flujo de gases refrigerantes, estas pérdidas son función de la relación de compresión en la que el compresor opera y las temperaturas de operación del ciclo

La fórmula para encontrar el porcentaje de la Eficiencia Volumétrica es:

$$\% Ev = 100 - R - \%CL \left(\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{1/K} - 1 \right)$$

Tema No 3: SISTEMAS GAS – AGUA**1.- INTRODUCCION:**

El gas natural se extrae de los pozos, contiene agua, en estado gaseoso junto con otros componentes de la mezcla de los hidrocarburos.

Los cambios de presión y temperatura que experimenta el fluido gaseoso hacen que el agua se condense y se deposite en las tuberías y otros recipientes que lo contienen, generando problemas tales:

- **Formación de hidratos:** Son sólidos blanquecinos, formados por agua e hidrocarburos.
- **Producen taponamiento:** En las tuberías, válvulas y recipientes impidiendo su circulación. Entonces es necesario analizar las condiciones a las cuales se pueden formar los hidratos para aplicar correctivos y evitar la formación.

Para ello se utiliza el metanol o mono etilenglicol, los cuales bajan el punto de rocío e impiden la formación de los hidratos.

- **Peligros de explosión:** Si un bache de agua que se haya formado en la tubería entra en la caldera, habrá una explosión.

La magnitud depende de la cantidad de líquidos que lleguen y de la temperatura que encuentren.

El agua, al evaporarse aumenta 1.700 veces su volumen.

Los hidrocarburos obviamente que también se pueden condensar, aumentan en menor grado dependiendo de la composición que tengan.

- **Formación de ácidos:** Cuando hay presencia de **CO₂** y **H₂S**, conjuntamente con agua libre, se formaran ácidos como el **Carbónico y el Sulfúrico**, que corroen las tuberías y el resto de los componentes metálicos del sistema.

2.- CONTENIDOS DE IMPUREZAS EN EL GAS NATURAL:

El gas natural y condensado asociado son a menudo producidos saturados con agua desde el yacimiento. Adicionalmente, el gas y condensado a menudo contienen CO₂ y H₂S, los cuales requieren ser removidos.

Es normal que en el gas natural exista agua en estado de vapor. La cantidad de vapor de agua 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.

2.1.- ¿POR QUÉ ES NECESARIO REMOVER EL AGUA DEL GAS NATURAL?

- Se previene la formación de hidratos en facilidades de procesamiento y transporte.
- Se evita la pérdida de capacidad de los gasoductos por condensación del vapor de agua.
- Se previene la corrosión de la infraestructura de manejo de gas por condensación de agua en presencia de gases ácidos
- Se cumple con las especificaciones de contenido de agua en el gas establecido en los Convenios contractuales con los clientes.

Estos problemas pueden ser prevenidos por deshidratación del gas.

3.- DESHIDRATACION DEL GAS NATURAL:

La deshidratación de gas es el proceso de quitar el vapor de agua contenido en la corriente de gas para bajar la temperatura a la cual el agua condensa. Esta temperatura es el punto de rocío, y por ello el proceso de deshidratación se llama también acondicionamiento del punto de rocío. Este proceso debe realizarse debido a las siguientes razones principales:

- El gas natural se combina con agua libre, o líquida para formar hidratos sólidos, que pueden taponar las válvulas, conexiones o tuberías.

- El agua puede condensarse en las tuberías ocasionando bolsones de líquido, y causando erosión y corrosión.
- El agua presente en el gas natural puede combinarse con el CO₂ y el H₂S que pudieran estar presentes, tornando corrosivo al gas.
- El vapor de agua aumenta el volumen de gas a ser transportado.
- El vapor de agua disminuye el poder calorífico del gas
- Las operaciones de las plantas de criogenia o absorción refrigerada pueden verse entorpecidas por los congelamientos
- Los contratos de venta del gas y las especificaciones de transporte por los gasoductos fijan un contenido de agua máximo, generalmente 7 libras de agua por millón de pies cúbicos de gas, o bien un determinado punto de rocío.

Una vez determinado el contenido de agua, según los métodos vistos, el siguiente paso es seleccionar el procedimiento por el cual se realizará la deshidratación.

4.- TECNICAS PARA DESHIDRATAR EL GAS NATURAL:

Hay cuatro métodos principales, cada uno de ellos apropiado para una determinada operación, en un determinado lugar, según veremos más adelante:

- Absorción (MEG, TEG)
- desecantes sólidos (adsorción)
- Refrigeración por expansión,
- cloruro de calcio anhidro

4.1 ABSORCIÓN:

separación utilizando los diferentes grados de solubilidad en un líquido, empleando sustancias higroscópicas como los glicoles.

4.2 ADSORCIÓN:

Separación de acuerdo al tamaño o tipo de moléculas, haciendo uso de los diferentes grados de adhesión a materiales porosos (sistemas gas/sólido y líquido/sólido). La adsorción describe cualquier proceso donde moléculas de un fluido líquido o gaseoso son

retenidas en la superficie de un sólido debido a las fuerzas superficiales del mismo. Se utilizan materiales como el tamiz molecular, gel de sílice, carbón activado y aluminatos.

4.3 EXPANSIÓN:

Reduciendo la presión de vapor del gas con válvulas de expansión y luego separando la fase líquida que se forma.

4.4 CLORURO DE CALCIO:

El cloruro de calcio fue uno de los desecantes tempranamente utilizados para remover el agua del gas Natural. La remoción del agua es efectuada por contacto de la corriente gaseosa con un lecho de cloruro de calcio anhidro el cual tiene la habilidad de absorber 6 moles de agua/mol de CaCl_2 antes de formar salmuera. En muchas unidades esta salmuera es usada para remover parcialmente el agua antes del contacto con el lecho del cloruro de calcio seco.

Aunque descensos del punto de rocío entre 50°F a 80°F puede ser alcanzada, el proceso es limitado por la baja cantidad de agua a ser removida en los gases y relativamente pequeños volúmenes de gas a ser procesados. El equipo es barato y la demanda de reactivos químicos no es muy alta, los costos de operación son mínimos.

5.- DETERMINACION DEL CONTENIDO DEL AGUA:

Para determinar el contenido del agua se tienen los siguientes métodos que son:

5.1.- MÉTODOS QUÍMICOS:

El más comúnmente utilizado consiste en la absorción del agua en una solución de etilenglicol y luego titular la muestra con reactivo Karl Fischer.

5.2.- MÉTODOS FÍSICOS:

- Los que utilizan espejos muy pulidos en donde se puede apreciar la aparición de la primera gota de agua al enfriar el gas
- Espectros de absorción – infrarrojos
- Soluciones electrolíticas
- Medición de la conductancia de una solución orgánica

Los métodos físicos se fundamentan luego de hacer circular a través de ellos un volumen determinado de gas. Los métodos indicados anteriormente no son precisos cuando se desea detectar el contenido de agua a nivel de partes por millón.

Para medir el contenido de agua que transporta el gas natural, se utiliza el medidor de punto de rocío (Flash Point Tester) capaz de medir la temperatura a la cual se condensara fluidos a partir del gas natural. El operador deberá aprender a diferenciar cuando se condensa agua o hidrocarburos, y debe estar en condiciones de garantizar de cuál de los líquidos se trata.

5.3.- EL PUNTO DE ROCÍO AL AGUA:

Se conoce como punto de rocío de agua a la temperatura a la cual se condensa el agua a determinada presión, previamente conocida o establecida.

5.4.- EL PUNTO DE ROCÍO A LOS HIDROCARBUROS:

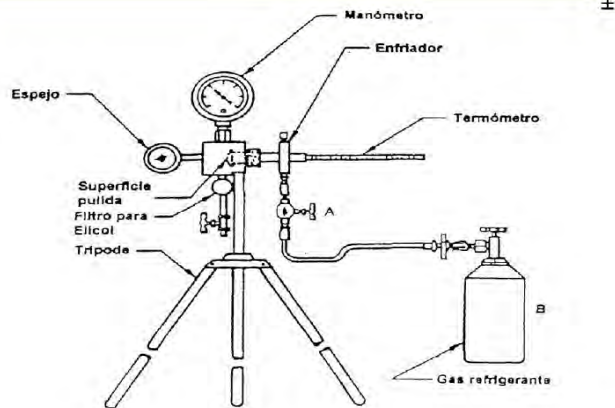
El operador deberá determinar la temperatura al cual se depositaron los hidrocarburos, indistintamente de que haya también agua en la mezcla.

Uno de los cálculos que más comúnmente se deben realizar es la determinación y el conocimiento cierto del lugar geométrico de los **puntos de rocío** en una mezcla de gas natural.

5.5.- EQUIPO PARA DETERMINAR PUNTO DE ROCÍO TIPO BUREAU OF MINES DEW POINT TESTER:

El método más comúnmente utilizado es el BUREAU OF MINES DEW POINTTESTER, pero su aplicación está limitada a aquellos gases cuyo punto de rocío del agua no sea menor que la temperatura a la cual pudiese condensar algún otro componente del gas. La precisión de este método es 1.2 lbs. De agua/MMPCN. El analizador de humedad tipo DUPONT compara los cambios de frecuencia de vibración de dos cristales de cuarzo recubiertos con una capa de material higroscópico. Cada cristal absorbe y des-absorbe en forma alternada vapor de agua, lo cual resulta en una diferencia de masa que incide en la

frecuencia de oscilación de los cristales. La precisión de este método puede estar en el rango de 0-2500 ppmv de agua.



5.6.- PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR EL PUNTO DE ROCÍO:

Purgue el instrumento para impulsar todo el aire y llenar la cámara con la muestra. Abra la válvula de entrada y reduzca la abertura de la salida, para asegurar que existe buena presión dentro de la cámara. Abra periódicamente la válvula del refrigerante, permitiendo que la temperatura descienda a no más de uno o dos grados por minuto. Simultáneamente, observe el espejo hasta que este se empañe. Anote la temperatura. Deje que el espejo se caliente, hasta que desaparezca la mancha. Anótelas nuevas temperaturas. Repita los pasos 4 y 5. Las temperaturas de aparición y desaparición de la mancha deberían diferir en no más de 2 °F. Anote la temperatura observada, como el punto de rocío del gas.

6.- CONTENIDO DE AGUA EN EL GAS:

El comportamiento del agua en los sistemas de hidrocarburos es independiente, muestra que el agua es esencialmente inmisible. La solubilidad del agua en el gas disminuye por el incremento de la presión y disminución de la temperatura.

La presión favorece la combinación del agua con el gas para formar hidratos sólidos de gas, aunque la temperatura este por encima de la temperatura de congelamiento del agua. El concepto de presiones parciales es válido solo a presiones de 3 a 4 bar sin

embargo esta ecuación es valida a presiones cercana a la atmosfera, pero para presiones diferentes a la atmosfera hay otras correlaciones.

Si se asume que el agua esta presente en el gas en la fase liquida y por tanto en equilibrio con el gas. Aplicando la LEY DE DALTON de las presiones parciales:

$$P \times Y_w = P_v$$

Donde:

P = Presion total del sistema.

Y_w = Fraccion molar del agua en la fase gaseosa en condiciones de equilibrio.

P_v = Presion del vapor del agua a la T^a dada en la fase liquida agua:

$$X_w = 1.0$$

A presión cercana a la atmosfera la ecuación es totalmente valida.

El contenido del agua en el gas se establece cuando se alcanza la temperatura del punto de rocío del gas a una presión dada. Es decir el gas esta completamente saturado con agua.

Esta es la máxima cantidad del agua que el gas puede contener en las condiciones especificadas.

No necesariamente ocurre en condiciones de saturación sino también por debajo de la saturación, debido a que el gas es comprimido, expandido, calentado y enfriado, y por lo tanto no necesariamente se satura en cada punto del sistema.

7.- FORMACION DE HIDRATOS:

Los hidratos son sólidos de naturaleza cristalina, parecidos al hielo que se forman por la combinación de agua con pequeñas moléculas del gas natural a determinadas condiciones de presión y temperatura. Su composición es aproximadamente de un 10%

de hidrocarburo y 90% de agua; su gravedad específica es de 0,98 y flotan en el agua pero se hunden en los hidrocarburos líquidos. La mayoría del gas natural contiene sustancialmente cantidades de vapor de agua producidos por los pozos o separado de una corriente de gas asociado con petróleo. El vapor de agua debe ser removido de la corriente de gas debido a que condensara y formara líquido causando la formación de hidratos cuando el gas es enfriado desde la temperatura del reservorio hasta la temperatura en superficie. El agua líquida acelera la corrosión en los sistemas de conducción y manejo de gas. La formación de hidratos en el gas y/o en sistemas LGN puede ocasionar taponamientos en tuberías, equipos e instrumentos y generar restricciones parciales o completas en líneas de flujo.

7.1.- LAS CONDICIONES QUE AFECTAN LA FORMACIÓN DE HIDRATOS SON:

a) Condiciones primarias:

- Presencia de agua libre y si el gas se enfría por debajo de la temperatura llamada de formación de hidratos.
- Baja temperatura
- Alta presión
- Composición del gas

b) Condiciones secundarias

- Energía cinética en el sistema (altas velocidades)
- Mezclas (algún tipo de agitación)
- Pulsaciones de presión
- Lugares físicos en el sistema como codos, orificios, termo pozos o escamas en la línea contribuyen a la formación y aglomeración de cristales de hidratos
- Salinidad del agua

Predicción de la presión y/o temperatura formación de hidratos de gases dulces en sargas de flujo y líneas de superficie

Como se ha mencionado anteriormente, la presencia de agua libre es esencial para la formación de hidratos. El agua libre estará presente durante la producción y puesto que el gas en el yacimiento esta saturado con agua, un decrecimiento de la temperatura resulta en una solubilidad más baja del agua en el gas. La temperatura de hidrato depende de la presión y composición del gas.

Predicción de la formación de hidratos basado en la composición para gases dulces

Varias correlaciones han sido establecidas para predecir la formación de hidratos para gases dulces y gases que contienen mínimas cantidades de CO_2 y/o H_2S .

El método requiere el análisis del gas para conocer su composición. El Método Katz, aplica en este caso y utiliza la constante de equilibrio vapor-sólido, dada por la ecuación 20-2:

$$K_{vs} = Y / X_s \quad (\text{Ec. 20-2})$$

Donde:

y es la fracción molar en el gas y X_s

Es la fracción molar en el sólido Nota: El método aplica únicamente para mezclas de gases y no para componentes puros Para determinar la K_{vs}

Para la formación de hidratos de moléculas de metano, etano, propano, iso butano, normal butano, dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno se muestran en las Figs. 20-19 a 20-25. El normal butano no forma hidratos por si mismo pero puede contribuir a formar hidratos en la mezcla.

Para propósitos de cálculo se debe considerar lo siguiente:

- Todas las moléculas grandes para formar hidratos tienen un valor K_{vs} infinito. Esto incluye todos los hidrocarburos como el n-Butano
- Se asume que el nitrógeno no forma hidratos y también se le asigna un valor de K_{vs} de infinito

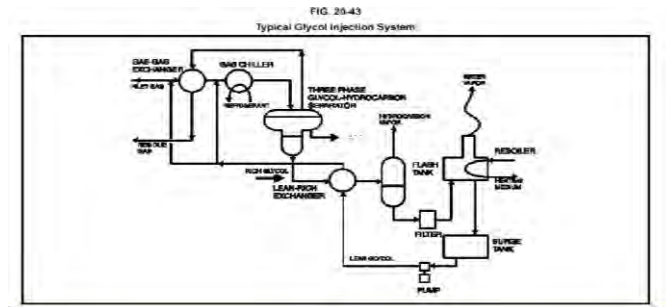
• Los valores de K vs son usados en una ecuación en su punto de rocío para determinar la presión o temperatura de formación de hidratos. Los cálculos son iterativos y convergen a un valor de la unidad

8.- INHIBIDORES DE HIDRATOS:

La formación de hidratos puede ser prevenida por deshidratación del gas. Sin embargo, en algunos casos la deshidratación no es práctica y económicamente factible. En estos casos, la aplicación de inhibidores puede ser unos métodos efectivos en la prevención de hidratos en el gas. Los inhibidores se utilizan por inyección de uno de los glicoles o metanol en la corriente de gas, donde se combina con la fase acuosa condensada o para bajar la temperatura de formación de hidrato a la presión del sistema. Tanto el glicol como el metanol pueden ser recuperados (este último regularmente no se recupera) de soluciones acuosas, regenerarse y reinyectarse de nuevo al sistema. Para servicios de inyección continua a temperaturas de $-40\text{ }^{\circ}\text{F}$, uno de los glicoles usualmente ofrece ventajas económicas frente al metanol.

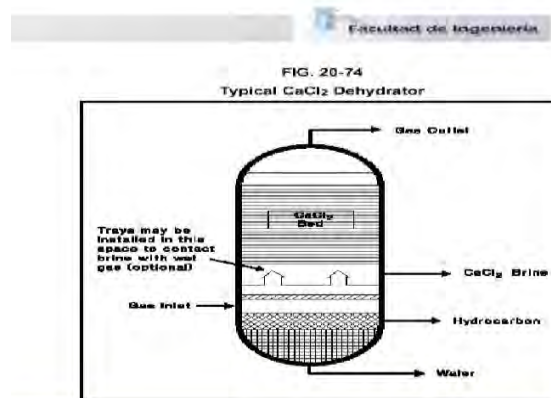
En procesos de criogenia (por debajo de $-40\text{ }^{\circ}\text{F}$) el metanol usualmente es preferido debido a que la viscosidad del glicol dificulta la separación. El Etilenglicol (EG), Dietilenglicol (DEG) y el Trietilenglicol (TEG) han sido usados como inhibidores de hidratos. El más popular ha sido EG por ser más bajo en costo, viscosidad y solubilidad en hidrocarburos líquidos. Para ser efectivo, el inhibidor debe estar presente en muchos puntos donde el gas húmedo es enfriado a su temperatura de hidrato. Por Ej. En plantas de refrigeración los inhibidores de glicol son típicamente aplicados en los intercambiadores de calor de tubo y carcasa, así que puede fluir con el gas a través de los tubos. Como el agua condensa, el inhibidor está presente en la mezcla con el agua y previene la formación de hidratos. La inyección debe ser de manera tal que permita una buena distribución a través de los tubos o platos cuando pase por el evaporador o intercambiador de calor operando por debajo de la temperatura de hidrato.

La mezcla de inhibidor y agua condensada es separada de la corriente de gas a través de un separador trifásico horizontal el cual debe estar diseñado de tal manera que permita la completa recuperación de glicol diluido para su regeneración y reinyección a la corriente de gas.



El regenerador de glicol debería ser operado para producir una solución de glicol regenerado que tendrá un punto de congelación por debajo de la temperatura mínima encontrada en el sistema. Esto es típicamente entre 75–80% en peso de glicol.

9.- DESHIDRATACIÓN DE GAS CON CLORURO DE CALCIO:



El cloruro de calcio (CaCl_2) puede ser utilizado como un desecante consumible para deshidratar el gas natural. El CaCl_2

Sólido anhidro se combina con el agua para formar varios hidratos de $\text{CaCl}_2 \cdot x\text{H}_2\text{O}$ formando una salmuera de cloruro de calcio. El CaCl_2

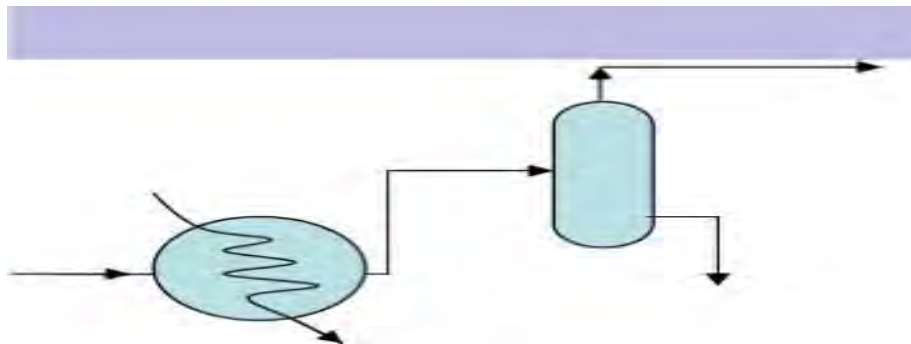
Sólido en pastillas de $\frac{3}{8}$ a $\frac{3}{4}$ " es colocado como un lecho fijo en una torre de secado. El gas fluyen de abajo hacia arriba. El diseño mas eficiente utiliza de 3-4 bandejas por debajo del lecho sólido para realizar un pre-contacto del gas con una salmuera de CaCl_2

Esto remueve una porción del agua del gas, antes de entrar en contacto con el sólido incrementando la capacidad de la torre.

10.- DESHIDRATACIÓN DE GAS POR ENFRIAMIENTO DIRECTO:

Los gases calientes saturados con vapor de agua pueden ser parcialmente deshidratados por enfriamiento directo, ya que el contenido de agua saturada en el gas natural disminuye por descenso de la temperatura. El punto de rocío en el gas debe ser conocido. Si el gas está saturado se condensa la primera gota. El gas luego de enfriado es calentado para lograr que salga a la misma temperatura de entrada, pero si se va a usar a temperaturas mas bajas que la que se obtuvo con el calentamiento, se inyectan inhibidores (el mas usado es el glicol).

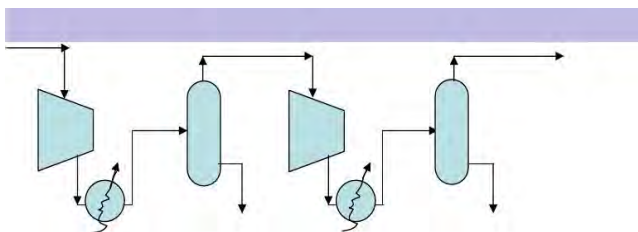
Calor Gas de proceso a P1 y T1 E-1 Agua Gasa P2 y T2



11.- DESHIDRATACIÓN DE GAS POR COMPRESIÓN SEGUIDA DE ENFRIAMIENTO:

Los gases pueden ser parcialmente deshidratados por compresión; normalmente después de la compresión se somete el gas a un enfriamiento para remover agua del gas.

Gas tratado Drenaje de Agua Drenaje de Agua.



Tema No 4:**DESHIDRATACION DEL GAS NATURAL POR ABSORCION**

INTRODUCCION:La absorción es la disolución de una parte de la fase gaseosa en una fase líquida llamada absorbente. En el caso de la deshidratación por absorción el absorbente debe reunir las condiciones de una alta afinidad para el agua, un bajo costo, estabilidad y durante la regeneración baja solubilidad con los hidrocarburos.

La deshidratación por glicol es un proceso de absorción donde el vapor de agua se disuelve en una corriente de glicol líquido. Seguidamente este vapor de agua es extraído del glicol mediante aplicación de calor, al hervir el agua se desprende del glicol, el cual se regenera o reconcentra tornándose apto para volver a ingresar al proceso.

PROPIEDADES DE LOS GLICOLES:

	Peso Molecular	Gravedad específica	Presión de vapor mmHg	Punto de congelamiento °C	Calor de vaporización Btu/lb	Punto de ebullición 760 mmHg	Temperatura de reconcentración °F
Etilen glicol	62.07	1.1155	0.05	-13	371	197.5	----- -----
Di-glicol	106.12	1.1184	0.01	-7.8	240	245.5	315-340
Tri-glicol	150.18	1.1255	0.01	-4.3	166	288	375-400
Tetra-glicol	194.23	1.1247	0.01	-6.3	161	-----	405-430

PROBLEMAS OPERACIONALES

- Espuma
- Degradación del glicol
- Temperatura del glicol a absorción
- Taponamiento con sales de la columna regeneradora
- Diseño de la columna absorbedora
- Perdida del glicol por picaduras en HX o serpentín del regenerador
- Perdida del glicol por sellos
- Aromáticos

Espuma generada por:

- Absorción de aromáticos o compuestos de azufre
- Arrastre de los líquidos
- Productos de corrosión

Consideraciones

- distancia entre platos
- inyección de antiespumante ojo con sobre dosificación y productos adecuados

Degradación

Generada por

- exposición glicol al oxígeno
- alta temperatura regeneración $>400^{\circ}\text{F}$
- hidrólisis de sales
- compuestos de azufre absorbidos en glicol

Consideraciones

- filtración 100%
- inertización de trietanolamina

Temperatura al absorbedor

Temperatura alta.- pérdida de glicol

Temperatura baja.- Absorción de pesados

Considerar:

- Diferencia de temperatura glicol gas igual 15 °F
- Alejar el gas del punto de rocío
- Adicionar área de intercambio de calor

Taponamiento de sales

Generado por:

- arrastre de fluidos de producción con sales

Efectos:

- taponamiento de platos y empaques depositos en tubos del rehervidor
- ph

Considerar:

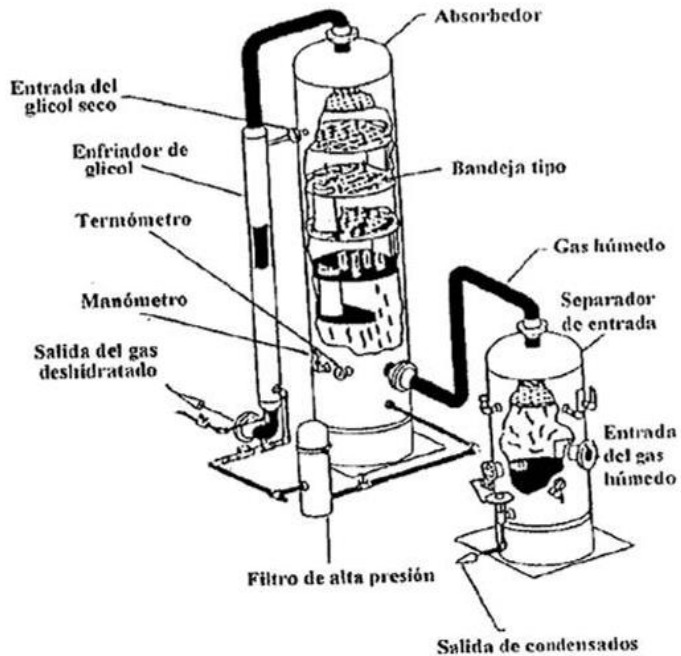
- mejorar la separación de aguas arriba

DISEÑO DE PLANTAS DE GLICOL. En este dibujo se puede ver el comportamiento de la parte interna de la torre . glicol ; que llega por la parte superior va bajando a medida que llena los platos o bandeja de burbujeo , mientras tanto el gas que sube ; entra por la parte inferior de la torre de absorción y se pone en contacto con el glicol que baña los platos ; rompe el sello líquido y sale a la superficie para entrar ; nuevamente en contacto íntimo con el glicol de la bandeja superior .cuando el gas natural burbujea en el líquido se va produciendo una transferencia de masa en la cual le entrega al TEG el agua que transporta .

El glicol que llega a la torre con un porcentaje aproximado del 98,7% por peso y sale por el fondo habiendo absorbido el agua que debe retirar de la corriente de hidrocarburo, por lo cual su pureza baja a 95.3% p/p aproximadamente.

Cuanta más alta sea la pureza a la cual entra el glicol ; mejor será su capacidad de absorción de allí la importancia de una buena regeneración y del uso del gas de despojamiento .

Para mayor plato de burbujeo, mayor la capacidad de retención de agua. con 10 platos de burbujeo , mayor capacidad de retención de agua .con 10 platos reales en el contactor , se puede trabajar usando un galonaje mucho más bajo que con cinco bandeja ; la cual representa ahorro considerable en la deshidratación de cada millón de pies cúbicos . Por eso se suele decir que los diseños económicos posteriormente resulte muy costoso



Scrubber la corriente de gas húmedo entra primero a la unidad a través de un separador vertical de gas llamado scrubber de entrada en donde se remueve el líquido y sedimentos acumulados en la corriente de gas

Contactor gas-glicol: se les conoce también como contactor o torres .su función es poner en contacto el gas natural con el glicol para que se lleve a cabo la transferencia del vapor de agua de la corriente de gas y este sea deshidratado .

Generalmente se utiliza una torre de plato estos recipiente corresponde a una vasija a presión que usualmente contiene de 4 a 12 platos o bandeja de contactos en las cuales el gas ascendente burbujea con el glicol que desciende. Los platos tienen capsula o válvulas de burbujeo que abre el paso de gas, dispersándolo en la solución glicol, haciendo que pase por estos casquete para burbujear uniformemente.

el gas pierde vapor de agua haciéndose más seco a medida que asciende para cada bandeja ; mientras que el glicol se satura mas de agua a medida que desciende por cada plato sobre las bandeja se hallan también vertederos y tubos de flujo descendente .los vertederos se usan para

mantener el nivel de glicol por encima de las aperturas en los casquetes de burbujeo los tubos de flujo descendente transporta el glicol a las bandeja inferior

el numero de platos e el contactor afecta directamente la cantidad de gas removida por el glicol , así en una configuración con mayor numero de platos de burbujeo se obtendrá una mejor remoción de humedad .

en algunos caso el uso de una torre empacada dentro de la plante de deshidratación permite una mayor eficiencia y mejor manejo del proceso

Presión de gas de entrada a una temperatura constante el contenido de agua en el gas de entrada aumenta a medida que baja la presión mostrando un aumento en el contenido de agua en el gas de entrada si la presión de gas es baja

Reboiler o rehervidor de glicol remueve los liquido libre de la corriente de gas húmedo , como agua líquida de hidrocarburo pesado , salmuera partículas como arena óxidos de tubería o sulfuro de hierro , separación que realiza para mantener sin contaminante el glicol circulante .el gas húmedo , sale de scrubber por un eliminador de niebla que retiene los liquido remanentes en la corriente , para evitar su paso hacia la torre . La función del rehervidor de glicol es calentar el TEG hasta la temperatura requerida (400°F) para regenerarlo. En algunos casos se puede inyectar Stripping gas (gas de despojamiento) en el fondo del rehervidor y burbujea a través del TEG caliente para ayudar a “despojar” el agua del TEG. En este caso el vapor de agua, stripping gas y algo de TEG vaporizado fluyen del rehervidor de glicol por el fondo de la columna despojadora – regeneradora de glicol, mientras el TEG rico fluye hacia abajo de la columna despojadora de TEG y dentro del rehervidor efectuando la destilación del agua de la corriente de TEG. Utilizando Stripping gas aproximadamente 2 scf/galón de TEG circulado podría alcanzarse concentraciones de TEG pobre de 99.5 wt% cuando se regenera a 400°F cerca de la presión atmosférica. En la Planta de gas Malvinas, como en muchas plantas de gas se utiliza Hot oil como flujo caliente en el rehervidor.

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS GLICOLES

Ventajas con respecto a los desecantes sólidos:

- Costos de instalación menores; una planta de glicol para procesar 10 MMscfd cuesta 50% menos que una de desecante sólidos, una planta para procesar 50 MMscfd cuesta 33% menos si trabaja con glicol.
- Menores caídas de presión (5 a 10 psi, en ves de 10 -50 psi para desecantes sólidos).
- Es un proceso continuo.
- La preparación del glicol (y su regeneración) se consigue rápidamente. El recargado de las torres desecantes sólidos es una operación demorada que a veces requiere la interrupción de las operaciones.

DESVENTAJAS

- Los puntos de rocío al agua por debajo de -25°F requieren gas de despojamiento y una columna de platos.
- El glicol es susceptible a la contaminación.
- El glicol es corrosivo cuando esta contaminado o descompuesto.

Temperatura de gas de entrada a presión constante el contenido de agua en el gas aumenta a medida que la temperatura aumenta mostrando que la eficiencia de la planta es esencialmente sensible a la temperatura del gas que ingresa a ella. si la temperatura del gas es superior a 130°f la deshidratación normal con glicol se hace más complicada , una temperatura de 50°f es considerada la mínima operación por la viscosidad del glicol, se vuelve muy costoso , e ineficiente , con tendencia de forma espuma a temperatura inferior

Temperatura de glicol de entrada concentrado en la entrada del absorbedor debe conservarse a una temperatura que no varié $10 - 15^{\circ}\text{f}$ de la temperatura del gas de entrada para prevenir la condensación de hidrocarburos en el rehervido y la formación de espuma evitándose perdida de glicol. El glicol caliente reduce la eficiencia en la absorción del vapor de agua del gas

La tasa de circulación de glicol se manifiesta fija, el punto de rocío del gas de salida puede disminuir si la tasa de circulación del glicol se aumenta sin cambiar las variable. la tasa mínima de circulación para asegurar un buen contacto glicol gas es de 2 galones de glicol por libra de agua que vaya y 5 galones por libra de agua es aproximadamente la tasa máxima , el nivel de operación de un deshidratador estándar esta en 3 galones de glicol por libra de agua . Una mayor depresión de punto de rocío es más fácil de obtener aumentando la concentración de glicol que aumenta la tasa de circulación

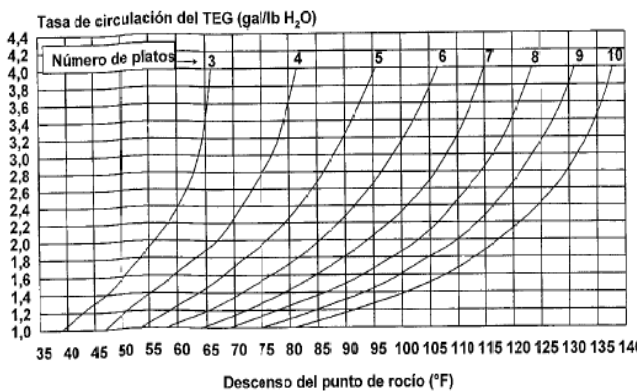
Concentración del glicol produce el efecto más grande sobre la depresión del punto de rocío. Es así como como para las altas depresiones se requiere una mayor concentración varía entre 98% y 99.9% de pureza , lo cual se puede alcanzar gas o liquido de depuración .

- **Gas de despojo** ft^3/gal a una tasa de 2 a $10 \text{ ft}^3/\text{gal}$ el método más común para elevar la concentración del glicol sobre el 98.5%consiste en inyectar gas de despojo ebulle a través del liquido caliente en el rehervidor y fluye por el despojador llevando consigo vapor de agua hasta la atmosferas.

DETERMINACIÓN DE NÚMERO DE PLATOS.

para aumentar la eficiencia del sistema de deshidratación en la medida en que se aumente el numero de plato reales de la torre ,será menor la cantidad de glicol requerida por cada libra de agua que debe ser retirada ; en la figura 23 y 28 , representa la curva relacionada el numero de platos reales de la torre con la tasa de circulación de TEGa una temperatura de contacto de 100°F, para un determinado descenso de punto de rocío ;analizando la figura 23 sera verificar el numero de plato que debería tener la torre para ogran determinado descenso del punto de rociuo en el gas tratado utilizando un galonaje previamente especificado . en la parte inferior de la figura indica la pureza del glicol a la cual se refiere el diagrama obviamente a medida que mejora la calidad del glicol se obtiene mejor comportamiento del sistema

Mc Cabe-Thiele: consiste en un método gráfico y es el más extendido académicamente por su simplicidad. En la figura en el punto A ,



Ref.: DM International

Fig. No. 2-28. Número de platos reales para TEG al 99,96% p/p a 100°F

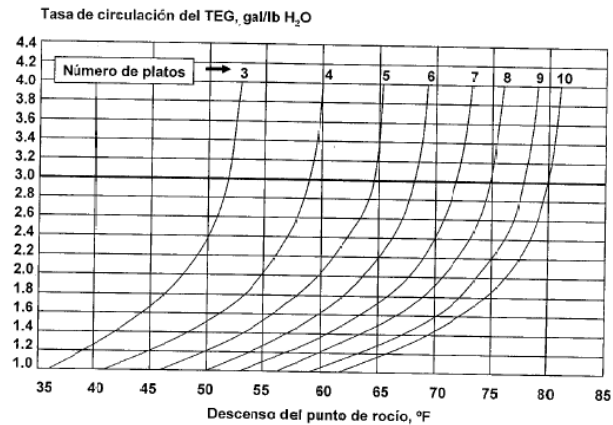


Fig. No. 2-23. Número de platos reales para TEG al 98,70% p/p a 100°F. Ref. DM International.

aparece la pureza del glicol a la entrada del

abso

Tabla No. 3-1. Puntos de apoyo para construir la curva de equilibrio del diagrama de McCabe-Thiele (ver Fig. No. A-6)

Punto	Concentración del glicol (% por peso)	Punto de rocío de equilibrio (°F)	Contenido de agua a 900 lpca (lbs/MM pcn)
1	100	10	3,0
2			
3			

lvedor (98,7% p/p) y la calidad del gas tratado

(7 lbs/MM

pcn) en el

punto B, se

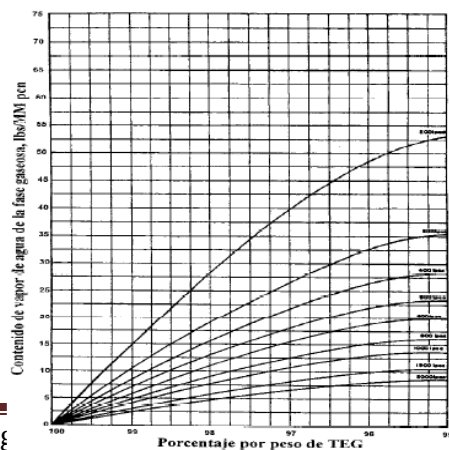
representa la calidad

del TEG en la

solución que sale

del

absorbedor



Ing

Fig. No. A-7. Sistema de equilibrio de TEG y gas saturado con agua, 120°F.

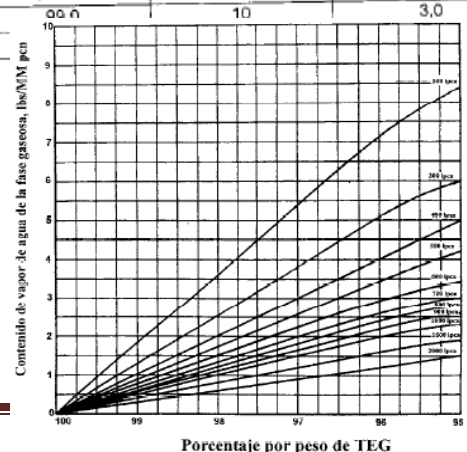


Fig. No. A-1. Sistema de equilibrio de TEG y gas saturado con agua, 60°F.

(98.4% p/p) y la cantidad de agua que llega con el gas que entra la planta (53 lbs/MM pcn) . la curva de equilibrio en la parte inferior del diagrama , se toma de los gráficos presentados entre entre las figura . Nos A-1 a la A-7 . la intersección nos indica que con un solo plato teórico se hace el trabajo (un plato teórico es equivalentes a cuatro plato reales) . en la fig. no. 3-1, representa otro ejemplo del mismo diagrama , calculado para un caso diferente tomado de la normativa de PDVSA.

EFICIENCIA DE LOS PLATOS

se supone que el vapor que se desprende de un plato esta en equilibrio con el líquido que sale del mismo. Sin embargo, si el tiempo de contacto y el grado de mezclado en el plato son insuficientes, las corrientes no están en equilibrio. Como resultado, la eficiencia del plato o etapa no es del 100%. Esto significa que, en una separación cualquiera, se necesitan usar mas platos reales que el numero teórico que se determina por calculo. Los análisis de esta sección son aplicables tanto a torres de destilación como a torres de absorción.

- **Plato Ideal:** Concentraciones de corrientes que abandonan el plato se encuentran en estado de equilibrio.
- **Plato real:** Las concentraciones antes mencionadas NO se hallan en estado de equilibrio.

Hay tres tipos de Eficiencia de Platos:

a) eficiencia total de platos

Se refiere a la totalidad de la columna. E_o se refiere a la totalidad de la torre y es de uso muy simple, aunque es la menos fundamental. Se define como la relación entre el número de platos teóricos o ideales necesarios en una torre y el número de platos reales usados:

$$E_o = \frac{\text{número de platos ideales}}{\text{número de platos reales}}$$

b) eficiencia de platos

de murphree.

Define como sigue:

$$E_M = \frac{y_n - y_{n+1}}{y_n^* - y_{n+1}}$$

donde y_n es la concentración real promedio del vapor mezclado que sale del plato n , como se muestra

y_{n+1} es la concentración real promedio del vapor mezclado que entra al plato

n , Y y y_n^* es la concentración del vapor que estaría en equilibrio con el líquido de concentración x_n que sale del plato, hacia abajo.

El líquido que entra al plato tiene concentración de x_{n-1} , y al desplazarse por el mismo, su concentración se reduce a x_n , a la salida de dicho plato. Por consiguiente, existe un gradiente de concentraciones en el líquido a medida que fluye por el plato. El vapor que entra al plato se pone en contacto con líquido que tiene diferentes concentraciones, y el vapor de salida no tiene una concentración uniforme.

- c) **eficiencia de platos puntual (E_{MP}):** Puede referirse al vapor (gas) o al líquido. La se define como:

$$E_{MP} = \frac{y_n' - y_{n+1}'}{y_n^* - y_{n+1}'}$$

donde y_i es la concentración del vapor en un punto específico del plato n (como se aprecia en la,

y_{n+1} es la concentración del vapor que entra al plato n en el mismo punto, y_n^* ,

la concentración del vapor que estaría en equilibrio con x_n , en el mismo punto. Puesto que y_n^* no puede ser mayor que y_n^* , la eficiencia local no puede ser superior a 1.00, esto es, 100%. En las torres de diámetro pequeño, el flujo de vapor produce suficiente agitación en el líquido como para que éste sea uniforme en todo el plato. De esta manera, la concentración del líquido que sale es igual a la que está en el propio plato.

Entonces,

$$y_n' = y_n, y_n' + \dots = y_{n+1} \text{ y } y_n^* = y_n^*.$$

En estas condiciones, la eficiencia puntual resulta igual a la eficiencia de Murphree en el plato o $E_u = E_{MA}$. En las columnas de diámetro considerable hay un mezclado incompleto del líquido en los platos. Parte del vapor se pone en contacto con el líquido de entrada x_{n-1} , que es más rico en el componente A que x_n . Esto produce un vapor más rico en este punto que en el punto de salida, esto es, que en el punto donde x , sale. Por consiguiente, la eficiencia de plato E_M será mayor que la eficiencia del punto E_{Mp} . El valor E_M se puede relacionar con E_{Mp} por medio de la integración de E_{MP} con respecto a la totalidad del plato.

COLUMNAS

Las columnas son uno de los equipos más utilizados dentro de la industria química. Existen numerosas aplicaciones para estos equipos, siendo la mayoría operaciones de separación de

componentes. De esta manera las columnas se diseñan principalmente para llevar a cabo tres operaciones:

- **De destilación.-** Es el recipiente localizado en la parte superior del reherbido donde tiene lugar la destilación del glicol y agua. Las columnas destiladas están normalmente empacadas y tienen condensadores con aletas o espirales de reflujo (serpentes) en la parte superior para enfriar los vapores de glicol y parte de vapor de agua de salida, para proveer el reflujo para la columna. Este arreglo controla la condensación y reduce las pérdidas de glicol. El vapor de agua que sale del tope del despojador contiene pequeñas cantidades de hidrocarburos volátiles y se lo ventea normalmente a la atmósfera ; Una columna de destilación está formada habitualmente por una carcasa cilíndrica, un condensador y un hervidor. En el interior de la carcasa se suele disponer un relleno o una serie de platos para que la separación se lleve a cabo de la mejor manera posible y de esta manera se aumenta la eficacia.
- El **hervidor** proporciona la energía necesaria para llevar a cabo la separación.
- El **condensador** enfría el vapor para condensarlo y mejorar la eficacia de la destilación, mientras que el acumulador de reflujo almacena el vapor condensado para introducir una parte de éste de nuevo a la columna como reflujo.
- La **alimentación** se suele introducir en una de las etapas intermedias y a partir de ahí se divide la columna en una sección de rectificación o enriquecimiento y en una sección de agotamiento.

TIPOS:

El proceso de destilación se puede realizar en diferentes tipos de columnas que pueden clasificarse, en relación a sus dispositivos internos en:

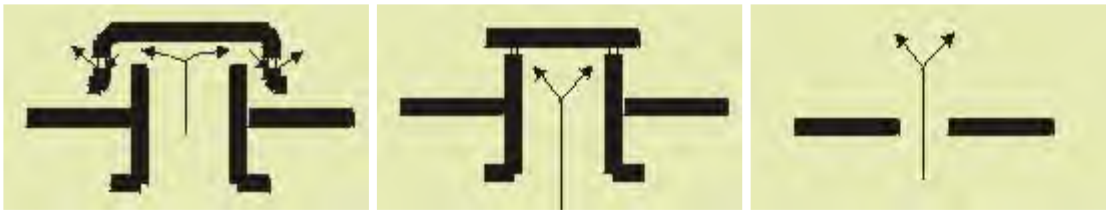
- columnas de platos
- columnas de relleno

Columnas de platos

En las columnas de platos la operación se lleva a cabo en etapas. El plato va a proporcionar una mezcla íntima entre las corrientes de líquido y vapor. El líquido pasa de un plato a otro por gravedad en sentido descendente, mientras que el vapor fluye en sentido ascendente a través de las ranuras de cada plato, burbujeando a través del líquido.

Se pueden encontrar diferentes tipos de platos:

- Platos de campanas de barboteo: ha sido el plato más ampliamente utilizado, las campanas están colocadas sobre unos conductos de subida.
- Platos perforados: su construcción es mucho más sencilla, requiriendo la perforación de pequeños agujeros en la bandeja.
- Platos de válvulas: es un intermedio entre los de campanas de barboteo y los platos perforados. La construcción es similar a los de campanas, cada agujero tiene por encima una válvula que se eleva ante el paso del vapor.



Distintos tipos de platos: 1. plato de barboteo, 2. plato de válvulas, 3. plato perforado

Columnas de relleno

La función principal del relleno consiste en aumentar la superficie de contacto entre el líquido y el vapor, aumentar la turbulencia y por tanto mejorar la eficacia. A medida que aumenta el tamaño del relleno disminuye la eficiencia de la transferencia de materia y aumenta la pérdida de carga, por tanto para determinar el tamaño óptimo de relleno habrá que llegar a un compromiso entre estos dos factores. La selección del material de relleno se basa en criterios como resistencia a la corrosión, resistencia mecánica, resistencia térmica y características de mojado. Además, es necesario disponer un distribuidor de líquido en la parte superior de la columna para asegurar que el líquido moje de manera uniforme todo el relleno y no se desplace hacia las paredes.

Se tienen varios tipos de relleno:

- Al azar: este tipo de relleno es bastante económico y suelen ser de materiales resistentes a la corrosión (metálicos, cerámicos o de plástico). Los rellenos más empleados eran los anillos Rashig y las sillas o monturas Berl, pero ahora han sido reemplazados por otros más eficientes como los anillos Pall, las monturas Intalox y los anillos Bialecki.



- Estructurado: es bastante más caro por unidad de volumen que el relleno al azar, pero ofrece mucha menos pérdida de carga por etapa y tiene mayor eficiencia y capacidad.



Destilación por cargas (o discontinua): se introduce la mezcla a destilar directamente en el hervidor y el vapor pasa a una columna de fraccionamiento. Se emplea para recuperar componentes volátiles de una mezcla y cuando la cantidad a tratar es pequeña.

Destilación continua: la alimentación se introduce continuamente a la columna. Es la manera más común de operar.

BOMBA DE CIRCULACIÓN DE GLICOL

Provee de circulación de TEG pobre a las contactoras e impulsa la presión del TEG aproximadamente a 1300 psig.

Las bombas de glicol son las únicas partes movibles de toda la unidad, retorna el glicol pobre de baja presión al contactor de alta presión, se usan de tres tipos: operación a alta presión (texsteam), operadas con liquido a alta presión (Kimray) y las impulsadas por motor eléctrico. Para unidades mas grandes de deshidratación se usan bombas de desplazamiento positivo, de cilindros múltiples. Montadas horizontalmente e impulsada por un motor eléctrico.

BOMBAS DE ALIMENTACIÓN DE TEG

Estas bombas son del tipo reciprocantes (desplazamiento positivo) de simple efecto. Su estructura se puede decir que está compuesta por tres partes esenciales:

- Motor Eléctrico.

- Cuerpo de la Bomba.
- Cuerpo de válvulas.

El motor eléctrico, es quien le entrega a la bomba la energía necesaria para funcionar, es trifásico y gira a 1800 rpm; este equipo se encuentra acoplado al cigüeñal, ubicado en el cuerpo de la bomba, donde se produce una reducción de la velocidad de giro hasta 300 rpm; este movimiento es transmitido hasta los pistones por medio de las bielas. Los pistones se encuentran alojados dentro de unos émbolos y solidarios a ellos se encuentran un conjunto de barras (1 por pistón), por medio de las cuales se transmite el movimiento hasta las barras del cuerpo de válvulas, y es aquí donde se produce la succión y descarga del glicol. Esto se logra por medio de tres válvulas de succión, de apertura por presión diferencial, que permiten la entrada del fluido hacia el émbolo donde es bombeado por la acción intermitente del pistón.

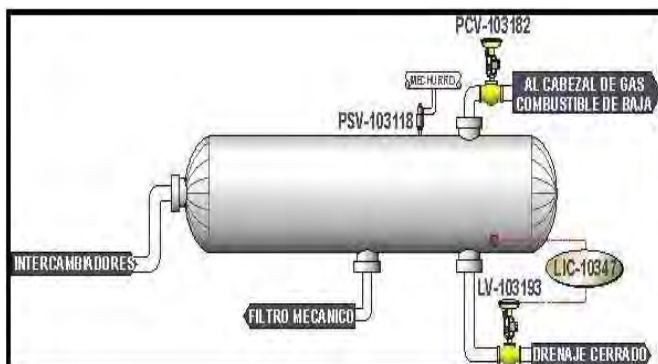


TANQUE DE FLASHEO O SEPARADOR DE GAS -CONDENSADO – GLICOL

El Tanque Flash conocido también como Tanque de Venteo o Tanque de Vaporización instantánea, es considerado muchas veces una pieza opcional de un Sistema de Deshidratación, es usado para remover hidrocarburos gaseosos que han sido absorbidos por el glicol rico al entrar en contacto íntimo en la contactora gas-glicol y antes que este llegue a la columna despojadora de glicol. Los gases disueltos son flasheados y separados de la solución de TEG en el Tanque Flash como resultado de la caída de presión y elevación de temperatura del TEG rico.

El gas recuperado puede ser usado como combustible para el rehervidor y/o Stripping gas (gas despojador).

El Tanque Flash normalmente trabaja bien en un rango de temperatura de 110°F a 130°F. y el proceso, ocurre a una presión constante de 80 psig. Durante la separación, el gas se ubica en la parte superior de recipiente por ser menos denso, mientras que los condensados y el glicol se separan por medio de unos rebosaderos que posee el equipo. Estas dos últimas fases siguen caminos diferentes, los condensados son vaciados hacia el drenaje cerrado y dirigidos a la fosa de quema y el glicol rico continúa en el proceso para su regeneración.



Tema No 5: DESHIDRATACION DEL GAS NATURAL POR ADSORCION**1. INTRODUCCIÓN**

La deshidratación del gas natural constituye una de las etapas fundamentales en el tratamiento del gas la cual consiste básicamente en la remoción de las impurezas del gas producido en cabeza de pozo. La deshidratación por desecantes sólidos se fundamenta en el principio de adsorción, en el cual el vapor de agua presente se adhiere a la superficie de los desecantes, permitiendo así la remoción del contenido de agua no deseado. La deshidratación con desecantes o con lecho sólido constituye una alternativa cuando se desea remover el contenido de agua a una cantidad mínima ya sea el caso para ingresar el gas a una planta criogénica o se desee remover agua y componentes ácidos simultáneamente. En comparación con la deshidratación con glicol resulta ser más costosa, menos contaminante pero con puntos de rocío de agua menores a la salida. En el presente trabajo se describen cada uno de los tipos de desecantes más comunes con sus respectivas aplicaciones, el diagrama del proceso de la unidad de deshidratación ya sea de dos o tres torres, como se lleva a cabo el proceso de adsorción y de regeneración en la unidad de deshidratación, y finalmente el diseño de la torre de adsorción haciendo énfasis en el diseño del adsorbente y del regenerador, para lo cual se presenta el diseño preliminar de una unidad de adsorción de dos torres.

2. DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL POR ADSORCIÓN

Los tamices moleculares han encontrado una amplia aceptación en la industria de proceso de gas para la alimentación de plantas criogénicas de aplicaciones de condicionamiento y algunas aplicaciones de gas agrio con fórmulas de ataduras resistentes especiales al ácido.

2.1 ASPECTOS GENERALES**2.1.1 DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL**

El gas natural, como está producido, contiene normalmente vapor de agua. El agua deberá ser removida a un punto típico de un contenido de 7 lb/MMscf para la mayoría de los sistemas de transmisión de gas a puntos de condensación al menos de -150°F de un tratamiento aguas arriba de equipos criogénicos. El retiro del agua, o deshidratación, se realiza para prevenir la formación de hidrato o corrosión en la recolección de gas, sistema de transmisión o planta de tratamiento.

2.1.2 DESHIDRATACIÓN POR ADSORCIÓN

Los sistemas de deshidratación con desecantes sólidos operan o trabajan con el principio de adsorción

La adsorción implica una forma de adhesión entre la superficie del desecante sólido y el vapor de agua en el gas. El agua forma una capa extremadamente fina que se adhiere a la superficie del desecante sólido por fuerzas de atracción, pero no hay reacción química. Los desecantes sólidos son usados para deshidratar porque son típicamente más efectivos que el glicol, ya que pueden deshidratar o secar el gas amenos de 0,1 ppm (0,5 lb/MMscf), sin embargo con el fin de reducir el tamaño de la unidad de deshidratación con desecante sólido, con frecuencia es usada la unidad de deshidratación con glicol para remover el agua de la corriente de gas. La unidad de glicol reducirá el contenido de agua hasta valores alrededor de 4 lb/MMscf, lo que reduciría la masa de desecante sólido a utilizar para el secado final. El uso de desecantes sólidos como alternativas diferentes al uso de glicol puede representar beneficios ambientales, minimizar los compuestos hidrocarburos volátiles y contaminantes peligrosos del aire (BTEX). Los costos de compra y operación de las unidades de desecantes sólidos generalmente son mayores que los de las unidades de glicol. Por lo tanto, su uso esta típicamente limitado a aplicaciones tales como un alto contenido de H₂S en el gas, requerimientos de un punto de rocío muy bajo, control simultaneo de agua e hidrocarburos y casos especiales como gases con contenidos de oxígeno, etc. Hay muchos desecantes sólidos los cuales poseen características físicas para adsorber el agua del gas natural. Estos desecantes generalmente son usados en los sistemas de deshidratación los cuales consisten de dos o más torres y asociado a equipos de regeneración. Una torre está adsorbiendo el agua del gas mientras que la otra torre está siendo regenerada y enfriada. El gas caliente es usado para eliminar el agua adsorbida por el desecante, después de la cual la torre es enfriada con un corriente de gas fría así parte de gas secado es usado para la regeneración y el enfriamiento, y es reciclado a la entrada del separador. Otras corrientes pueden ser usadas si están suficientemente secas, como parte del gas residual.

3.TIPOS DE ADSORCIÓN

La adsorción es definida como la adhesión de una capa de moléculas a la superficie de un sólido o un líquido. Esta es su diferencia con la absorción, que es la transferencia de moléculas a través de una interface dentro de un volumen de un sólido o un líquido. Dos tipos de adsorción en sólidos existen

1.- Adsorción química

Es la unión química de las moléculas a la superficie de los átomos. La quimisorción ocurre cuando un enlace químico, o intercambio de electrones, se forma. El resultado es la fijación de la molécula en la superficie a través de una adsorción química.

2.-Adsorción física

La que ocurre por fuerzas del tipo Van der Waals, entre un átomo o una molécula y la superficie. En este caso no existe arreglo electrónico en el sistema y sólo las fuerzas de

atracción electrostáticas o atracciones dipolares son puestas en juego, interacción que ocurre sin modificación alguna de la molécula, fisisorción.

4.EFECTOS DE LA PRESENCIA DE AGUA

En líneas de flujo: formación de hidratos ya que es una de las condiciones fundamentales para que se forme además de la presencia de hidrocarburos y condiciones adecuadas de presión y temperatura (altas y bajas respectivamente), corrosión por la presencia de oxígeno, y agua libre que debe retirarse del gas. El agua líquida se remueve con el equipo adecuado, el agua remanente, en estado de vapor, debe reducirse de manera que el gas alcance las especificaciones requeridas, es decir un valor de 6lbs agua/MMscf.

En productos: debe cumplirse con el valor mínimo permisible establecido por el RUT, especificación de transporte de gas en tuberías y debe retirarse el contenido de agua ya que disminuye el poder calorífico del gas.

En el recobro de líquidos: ya que los procesos implicados se llevan a cabo a valores de temperaturas criogénicas, por ejemplo, recuperación de etanol, lo cual requiere de que el gas natural ingrese al menor valor posible de contenido de agua como vapor de agua.

5.PROCESOS DE DESHIDRATACIÓN

Los procesos presentados en las figuras 2 y 3 para retirar el contenido de agua del gas natural están basados en una combinación de factores como:

Especificación del contenido de agua máxima

Contenido de agua inicial

Características del proceso

Disposición de la operación

Factores económicos

La deshidratación con adsorción o con desecantes sólidos puede tener las aplicaciones como deshidratar el gas natural, para el recobro de líquidos del gas natural o para algunos desecantes con alta selectividad remover el contenido de compuestos sulfurados

5.APLICACIONES

Adsorción versus absorción:

La deshidratación con glicol es usada para la mayoría de las aplicaciones donde se requiere la deshidratación del gas natural para cumplir con las especificaciones de transporte en las tuberías, debido a que las unidades de glicol y la operación de las mismas representan menos costos. La deshidratación con lecho sólido (también llamada deshidratación con desecante seco o por adsorción) es frecuentemente la alternativa superior en aplicaciones como:

1. La deshidratación a puntos de rocío del agua menores de -40°F a -58°F , tales como aquellos requeridos aguas arriba de las plantas de extracción de LGN utilizando expansores y plantas de LGN.
2. Las unidades de control del punto de rocío de los hidrocarburos donde la extracción simultánea de hidrocarburos y agua es requerida para satisfacer las especificaciones de venta. Esto es usado para controlar el punto de rocío de los hidrocarburos en flujos de gas pobre a altas presiones.
3. Deshidratación y eliminación simultánea de H_2S del gas natural
- 4.-Deshidratación de gases que contienen H_2S donde la solubilidad del H_2S en el glicol puede causar problemas de emisiones
5. Deshidratación y eliminación de compuestos de azufre (H_2S , COS , CO_2 , mercaptanos) para flujos de GLP y LNG. La viabilidad de la desulfuración depende de lo que se hace con la regeneración del gas, porque si el gas se mezcla con residuos este se puede volver ácido de nuevo. El proceso de adsorción ocurre tanto en lechos fijos y en lechos móviles (menos usados por la complejidad mecánica). En lechos móviles, la operación es continua con el fluido y el contacto con el adsorbente es en contracorriente

6.CICLO DE ADSORCIÓN

La zona de equilibrio

La zona de transferencia de masa (MTZ)

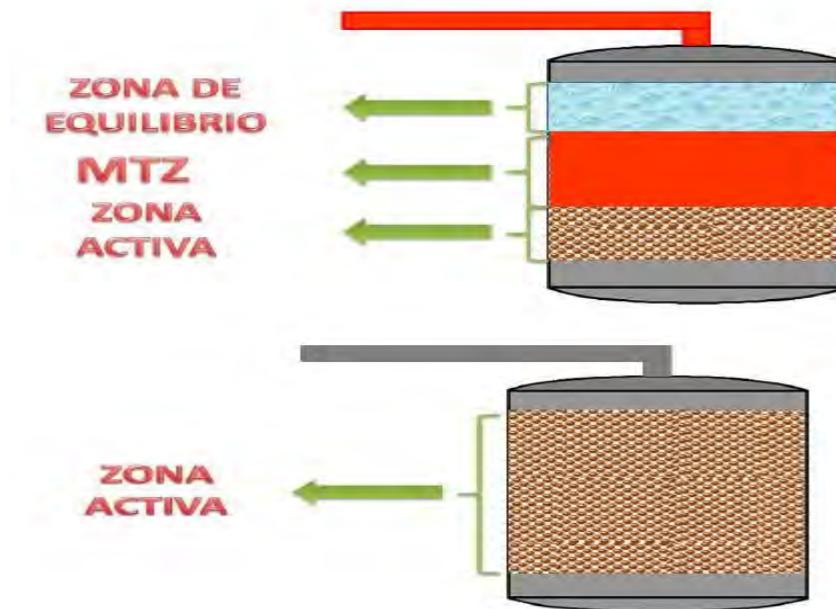
La zona activa

En la zona de equilibrio el desecante, está saturado con agua. Se ha alcanzado el equilibrio de la capacidad de adsorción de agua basado en las condiciones de entrada del gas y no tiene más capacidad para adsorber el agua. Virtualmente toda la transferencia de masa ocurre en la MTZ. Existe un gradiente de concentración a lo largo de la MTZ. La saturación de agua en el lecho es 0% en el borde de avance de la MTZ y 100% en el borde superior de la MTZ, el que tiene contacto con la zona de equilibrio. La longitud de la MTZ generalmente se verá afectada por los siguientes factores: la velocidad del gas, los contaminantes, el contenido de agua y la saturación relativa del gas de entrada. Un aumento en la velocidad del gas aumenta la longitud de la MTZ al igual que los contaminantes los cual es proporcionar resistencia adicional por lo cual retardan el proceso La tercera zona es la zona activa. En la zona activa el desecante tiene toda la

capacidad para adsorber el agua y solo contiene agua residual que quedo del ciclo de regeneración. Cuando el borde de avance de la MTZ alcanza el final del lecho, ocurre la ruptura. Si se permite que el proceso de la adsorción continúe, el contenido de agua del gas de salida aumentará hasta que la concentración del agua en la salida sea igual al de la entrada.

CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS

Existen una serie de características generales que se pueden tener cuando se realiza un proceso de deshidratación por adsorción, a continuación



se

7. DESECANTES

Puede notarse que ningún desecante es perfecto o el mejor para todas las aplicaciones, en algunas aplicaciones la elección es determinada principalmente por el aspecto económico. Algunas veces las condiciones de control del proceso inciden en la selección del desecante, si una unidad está diseñada correctamente es muy raro que los desecantes puedan ser intercambiables, lo que a menudo es posible es reemplazar en una clase de adsorbentes el tamiz molecular de un proveedor por el de otro.

Las alúminas tienen el menos costo por unidad de capacidad de deshidratación. El gel de sílice es el siguiente. Los tamices moleculares son los más costosos lo que se justifica por sus características especiales. Todas las sustancias nombradas pueden ser adsorbidas dentro de alúmina y gel de sílice. No así para los tamices moleculares 4A y 5A. Por lo tanto los tamices moleculares tienen un grado de selectividad para las moléculas que pueden adsorber. Las de la tabla 3 son las temperaturas de entrada en las cuales el desecante normalmente no es económicamente viable. Los puntos de rocío mostrados

son los valores mínimos normalmente alcanzados con un diseño y una unidad de operaciones adecuados. Pequeñas cantidades de compuestos de sulfuro puede ser tolerada por los otros 3 desecantes, sin embargo, las alúminas y la del de sílice generalmente no son efectivas en la eliminación o remoción de estos componentes. El sulfuro de hidrogeno y el dióxido de carbono pueden eliminarse por medio de los tamices moleculares. Las unidades comerciales están construidas para propósitos específicos. Los tamices moleculares recobran cualquier molécula de hidrocarburo pequeña y suficiente para entrar en la estructura cristalina la cual para una 4A podría ser solo metano y etano en la serie de parafinas.

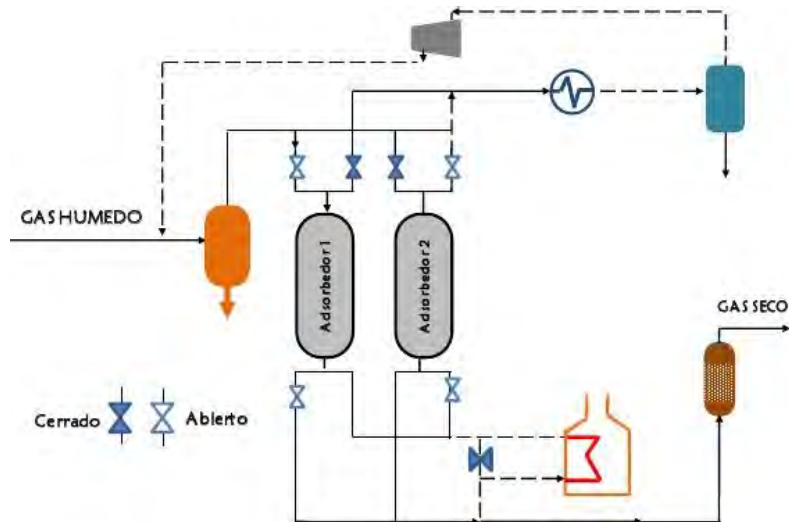
SELECCIÓN DEL DESECANTE

Una variedad de desecantes sólidos están disponibles en el mercado para aplicaciones específicas, algunos son buenos únicamente para deshidratar el gas, sin embargo otros son capaces de realizar ambas deshidratar y remover componentes hidrocarburos pesados. La selección del desecante apropiado para una aplicación dada es un problema complejo. Para los desecantes sólidos usados en deshidratación las siguientes propiedades son deseadas:

1. Alta capacidad de adsorción en equilibrio: esto reduce el volumen de adsorbente necesario, teniendo en cuenta el uso de torres más pequeños con los gastos de capital reducido y la entrada de calor reducida para la regeneración.
2. Alta selectividad: minimiza la eliminación indeseada de componentes valiosos y reduce los gastos generales de funcionamiento.
3. Fácil regeneración: la temperatura de regeneración relativamente baja reduce al mínimo las necesidades globales de energía y gastos de operación.
4. Baja caída de presión.
5. Buenas propiedades mecánicas (alta resistencia al aplastamiento, resistencia al desgaste, estabilidad contra el envejecimiento), estos factores disminuyen la necesidad total de mantenimiento mediante reducción de la frecuencia de cambio del adsorbente y minimizar las pérdidas relacionadas con el tiempo de inactividad en la producción.
6. Económico, no corrosivo, no tóxico, químicamente inerte, alta densidad y sin ningún cambio significativo en el volumen de adsorción y desorción de agua.
7. El punto de rocío del agua requerido a la salida.
8. Recobro simultáneo de líquidos.

En conclusión los desecantes usados comercialmente están dentro de una de las tres categorías: Geles, el gel de sílice y la alúmina son fabricados y acondicionados para tener una afinidad por el agua, Alúmina, es una forma natural o fabricada del óxido de aluminio que es activada mediante calentamiento, Tamices moleculares, producidos naturalmente o fabricados de los aluminosilicatos presentan un grado de selectividad que se basa en la

estructura cristalina en su adsorción de los constituyentes del gas natural. En la tabla 3 se presenta las propiedades de los principales desecantes.



PROBLEMAS OPERACIONALES

Las unidades de deshidratación con tamiz molecular son confiables y por lo tanto requieren muy poca atención en la operación de las mismas. El principal problema que se puede presentar es la contaminación del lecho debido a un mal acondicionamiento de la corriente de entrada, pero en general pueden ser:

- Contaminación del lecho
- Altos puntos de rocío
- Tiempo de ruptura temprano
- Daño en el soporte de fondo
- Pobre distribución del gas
- Pérdida de calor y de eficiencia

ACONDICIONAMIENTO DE LA CORRIENTE DE ENTRADA

El problema operacional más frecuente es sin duda el acondicionamiento de la corriente de gas de entrada, el gas que va a entrar al lecho debe estar libre de hidrocarburos y otras sustancias utilizadas en tratamientos químicos anteriores (glicol, aminas, metanol), agua libre y sólidos. Algunos están diseñados para tolerar ciertas cantidades de estos componentes pero si persisten y están en gran cantidad reduce la capacidad del lecho y ocasiona daños mecánicos al material del desecante. Se debe instalar aguas arriba de cualquier sistema de deshidratación con lecho sólido un separador apropiado para la composición de la corriente de entrada seguido por un separador por coalescencia y un filtro. Si el gas de alimentación se encuentra en un punto de rocío retrogrado (presión

superiora la presión cricondenbárica) se recomienda calentar ligeramente la corriente de entrada unos 9°F para evitar la condensación retrograda. Algunos de los contaminantes del lecho más comunes se menciona a continuación:

Hidrocarburos:

Hidrocarburos pesados y fracciones de aceites lubricantes que son adsorbidos en macro poros los cuales son más grandes que los sitios activos para el agua. Estos podrían desencadenar reacciones como de polimerización y craqueo, generando residuos y resulta en una pérdida del equilibrio dinámico y una ruptura prematura. En el caso de hidrocarburos livianos como GNL pueden ser adsorbidos en los macro poros no dejan residuos.

Glicoles:

similar a lo que ocurre con los crudos pesados. Estos son adsorbidos en los macro poros y se descomponen durante la regeneración. Esto puede dar lugar a la formación de coke en el tamiz o a

la cementación de este formando “bloques”. Esto incentiva la canalización del gas el cual a su vez causa la ruptura temprana del mismo.

Aminas:

Como los hidrocarburos y los glicoles pueden contribuir al coking, además se produciría amonio durante la regeneración, este podría dañar la estructura física del tamiz. Se recomienda colocar dos o tres “bandejas de lavado de agua” en la parte superior de la torre contactora en la cual la corriente de alimentación contenga aminas para minimizar la entrada de aminas a el lecho.

Sal:

usualmente ingresa al lecho del desecante disuelta en el agua de entrada. Desafortunadamente no sale cuando el agua es vaporizada y removida del lecho durante la regeneración. Por lo tanto la sal sólida se acumulan y bloquea los poros, los macroporos y une los beads formando “bloques”. una vez se presenta esta acumulación se reduce la capacidad del adsorbente por debajo del nivel requerido para mantener los ciclos de tiempo, y se hace necesario reemplazar el adsorbente. Ocurre en gas en formaciones de domos salinos.

Oxígeno:

si existe algo de oxígeno en el sistema o en la regeneración del gas, éste reaccionará con el H₂S, con algunos de los otros componentes de sulfuro que están en la superficie de los

tamices y con depósitos de azufre elemental. En casos extremos, esto no solo bloqueara los poros sino también el espacio entre las partículas de los tamices, lo que resultara en la formación de un bloque que será muy difícil de remover. Las complicaciones resultantes del oxígeno en el sistema de hidrocarburos no están limitadas a la producción de sulfuro. La reacción con los hidrocarburos presentes, especialmente durante el calentamiento del ciclo de regeneración, puede generar coque muy pesado que se deposita en el lecho y lo contamina. Debido a que el oxígeno puede entrar al sistema por diferentes formas, es una buena idea determinar la cantidad de oxígeno en un análisis de rutina de la corriente de entrada. Si se detectan pequeñas cantidades y además la fuente de donde provienen y se soluciona el problema evitando la entrada del oxígeno a la corriente de alimentación, es posible prevenir daños severos en los tamices. H_2S y componentes de azufre:

Son adsorbidos en los tamices 4 A Y 5 A. En efecto los tamices moleculares en algunas ocasiones son usados para remover ácido sulfúrico de la corriente de gas natural. Cuando H_2S y CO_2 están presentes en la corriente de alimentación del gas, se deben utilizar tamices especiales para minimizar la formación de COS. Otro tema en el cual es importante considerar la concentración de H_2S es durante la regeneración del lecho durante los últimos 5-15 minutos. En otras palabras, todo el H_2S adsorbido en el desecante durante el ciclo de adsorción es removido del lecho en intervalo corto de 5-15 minutos. Esto puede aumentar la concentración de H_2S en el gas de regeneración a cientos o algunas veces miles de ppm. Dependiendo de la disposición del gas de regeneración esto puede requerir quema temporal o la posterior eliminación de H_2S en el gas de regeneración

Desafortunadamente, todos los componentes de azufre no están diseñados para una fácil eliminación de los tamices. Los mercaptanos más pesados y otras moléculas más grandes, con alto punto de ebullición, los compuestos de azufre, no proporcionan una eliminación eficiente durante un ciclo normal de regeneración de los tamices moleculares. En consecuencia, tienden a influir en la edad del lecho y producir una reducción de la capacidad de este.

Metanol:

Este es frecuentemente utilizado como inhibidor de hidratos en los sistemas de producción y recolección. La presión de vapor del metanol es mayor que la del agua, por lo que cantidades significativas de metanol pueden estar presentes en la fase vapor de la corriente de gas de entrada. Metanol es adsorbido en el tamiz 4 A, y reducir la capacidad del desecante para adsorber agua. Si el metanol está presente en la corriente de gas de alimentación, se debe incluir una capacidad adicional en el diseño. En algunas ha resultado el uso del tamiz A para evitar la adsorción del metanol.

Tema No 6: OTROS PROCESOS DE TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL**GAS NATURAL**

El gas natural es una de las varias e importantes fuentes de energía no renovables formada por una mezcla de gases ligeros que se encuentra en yacimientos de petróleo, disuelto o asociado con el petróleo (acumulación de plancton marino) o en depósitos de carbón. Aunque su composición varía en función del yacimiento del que se saca, está compuesto principalmente por metano en cantidades que comúnmente pueden superar el 90 ó 95%, y suele contener otros gases como nitrógeno, Ácido Sulfhídrico, helio y mercaptanos. El gas natural extraído de los yacimientos es un producto incoloro e inodoro, no tóxico y más ligero que el aire. Puede encontrarse mezclado con algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos. Es por esta razón que deben ser procesados y tratados mediante diferentes métodos que presentan la industria petrolera.

PROCESO DEL GAS NATURAL**ETAPAS DEL PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL****SISTEMA DE ABSORCION**

Proceso de absorción en el cual el gas se pone en contacto en contracorriente con un aceite liviano a través de una torre absorbidora. El contacto en la torre puede ser a través de platos o de un empaque. El gas debe entrar a la torre frío para que se presente una mejor remoción de los componentes de interés. El aceite usado para hacer la remoción entra a la torre por la parte superior y se conoce como aceite pobre; cuando sale de la torre, por la parte inferior, lleva los componentes removidos al gas y se conoce como aceite rico. El gas que sale de la torre absorbidora es básicamente metano y se conoce como gas residual. El aceite rico que sale de la absorbidora pasa a una columna de estabilización que en este caso, libera al aceite rico del etano y el metano que no pudo salir en la absorbidora; en este caso no se pretende obtener etano. Cuando se necesita etano, el aceite rico pasa a una desmetanizadora y el fluido que sale de esta pasa a una desentanizadora. El reflujo en la desentanizadora es para mejorar la separación de metano y etano.

REFRIGERACION DEL GAS NATURAL

En este caso la mezcla gaseosa se enfría a una temperatura tal que se puedan condensar las fracciones de LPG y NGL. Los refrigerantes más usados en este caso son freón o propano.

El gas inicialmente se hace pasar por un separador para removerle el agua y los hidrocarburos líquidos. Al salir el gas del separador se le agrega glicol o algún inhibidor de hidratos para evitar que estos se formen durante el enfriamiento. Luego el gas pasa por un intercambiador donde se somete a pre-enfriamiento antes de entrar al Chiller donde le aplica el enfriamiento definitivo para llevarlo hasta aproximadamente -15 °F.

Del Chiller el gas pasa a un separador de baja temperatura donde habrá remoción del glicol y el agua, y los hidrocarburos, como mezcla bifásica, pasan a una torre de fraccionamiento en la cual se le remueven los hidrocarburos livianos, C1 básicamente, en forma gaseosa como gas residual que sale por la parte superior; los hidrocarburos intermedios C2, C3, C4 y C5+ salen por la parte inferior hacia almacenamiento si no se va hacer separación de, al menos, LPG y NGL, o hacia fraccionamiento si es lo contrario.

Parte de los gases que tratan de salir de la torre fraccionadora son condensados y reciclados para reducir el arrastre de hidrocarburos intermedios en el gas.

El calentamiento en el fondo de la torre se hace para evaporar el metano y el etano; reduciendo la presión y aumentando la temperatura se puede conseguir una mejor separación del metano y el etano de la fase líquida.

98%. Es posible recuperar pequeños porcentajes de C2 en este tipo de plantas, pero está limitado por el hecho de que no es posible, con las refrigerantes actuales, bajar la temperatura del gas antes de entrar a la absorbedora a valores por debajo de -40 °F aproximadamente. □ 94%; C5+ □ 85%; C4 □ Los niveles típicos de remoción de C3, C4, C5+ por este proceso son: C3

La mayoría de las plantas usan freon como refrigerante y limitan la temperatura del gas de entrada a -20 °F, porque a temperaturas por debajo de este límite las propiedades mecánicas del acero de las tuberías se ven afectadas.

REFRIGERACION DE AMONIACO

El amoniaco (NH₃) pertenece al grupo de los llamados “refrigerantes naturales” junto al dióxido de carbono, el agua, el aire y los hidrocarburos (etano, etileno, propano, propileno, butano e

isobutano). Los refrigerantes naturales destacan porque son eficientes y tienen bajos costes de mantenimiento. Además, son baratos y están disponibles en grandes cantidades.

El amoníaco, es un refrigerante muy utilizado en la actualidad en el sector industrial. Sus excelentes propiedades térmicas lo hacen ser un refrigerante ideal para grandes instalaciones frigoríficas como fábricas de hielo, almacenes refrigerados... Además, tiene un precio competitivo y no perjudica la capa de ozono ni contribuye al calentamiento global

También el coste del amoníaco es una ventaja atractiva ya que es mucho menor al de cualquier refrigerante sintético. En términos generales cuesta entre el 10 y el 20 % menos en instalación.

El punto de ebullición del amoníaco a la presión atmosféricas estándar es de -2.22°C . Las presiones en el evaporador y el condensador a las condiciones de tonelada estándar de -15°C y 30°C son 2.37 bar y 11.67 bar, respectivamente. Son presiones moderadas y por tanto puede utilizarse material de peso ligero en la construcción del equipo de refrigeración. Sin embargo la temperatura adiabática en la descarga es relativamente alta, 98.89°C para las condiciones de tonelada estándar, por lo cual es adecuado tener enfriamiento con agua tanto en el cabezal como en los cilindros del compresor.

Hay una serie de metales, como el cobre o el latón, con los que el amoníaco se vuelve corrosivo en presencia de humedad. Es importante por tanto evitar el uso de amoníaco en sistemas de refrigeración que empleen estos metales. Por lo general, el amoníaco no es corrosivo en los metales con los que normalmente se construyen los equipos de refrigeración.

Además para incrementar la seguridad se suele utilizar en salas de máquinas ubicadas estratégicamente, sobre todo en el caso de sistemas de gran tamaño, que suelen contar con áreas especialmente seleccionadas para ellos.

Las ventajas económicas por sí mismas lo hacían el refrigerante de elección para almacenes refrigerados, plantas de procesamiento, así como la industria láctea y la industria cárnica

Los principales componentes de un sistema de refrigeración de amoníaco son cuatro:

- 1) Evaporador (1 o varios)
- 2) Condensador (uno o varios)
- 3) Refrigerante (amoníaco)

4) Compresor (1 o varios)

Existen otros componentes, tales como: motores, bombas, válvulas, filtros, instrumentos de medición, estanque receptor de Amoníaco líquido y otros.

FUNCIONAMIENTO DEL REFRIGERANTE CON AMONIACO

Un sistema de refrigeración con amoníaco funciona de una manera similar al sistema de fluorocarbono, pero tiene varias diferencias clave. Si bien no será muy usual que te encuentres un sistema a base de amoníaco dentro de una casa (amoníaco es una sustancia muy tóxica y los refrigeradores son muy caros), éstos se utilizan en las fábricas que necesitan grandes dispositivos de refrigeración que puedan enfriar sustancias muy rápidamente. Un sistema de refrigeración se basa en un tipo de gas refrigerante, que se ejecuta constantemente a través del sistema para reunir y dispersar el calor. Estos gases están hechos de diferentes sustancias, la mayoría de los refrigerantes domésticos son en realidad una mezcla sintética diseñada para la eficiencia, pero la versión a base de amoníaco sólo tiene que utilizar el amoníaco. Cualquiera que sea el tipo de gas, éste pasa a través de diversos dispositivos, incluyendo un compresor, condensador, dispositivo de expansión y un evaporador.

Cada parte de un refrigerador está diseñado para cambiar el estado del gas de alguna forma. Al cambiar el estado del gas, el sistema también cambia su temperatura y la cantidad de calor que lleva. El compresor, por ejemplo, hace que el gas se caliente y aumente su presión, lo que le permite mantener grandes cantidades de calor. El condensador cambia el gas a un líquido, permitiendo que se pierda parte de su calor en el proceso, mientras que el dispositivo de expansión convierte el líquido nuevamente en un gas frío, liberando la mayor parte del calor que contenía. El evaporador enfría el gas en un vapor frío que está listo para ser distribuido a través del sistema. Así es como todos los refrigeradores eliminan el calor de sus compartimentos y lo dispersan. Los frigoríficos de amoníaco en las instalaciones de fábricas necesitan enfriarse rápidamente. Mientras que en los refrigeradores domésticos toma unos minutos para comenzar a enfriar después de que se ha iniciado, este retraso no es aceptable en un entorno de fabricación. Para comenzar inmediatamente la refrigeración, el amoníaco se distribuye entre los recipientes a presión que separan el amoníaco líquido del gas, almacenan el refrigerante y lo envían a las diferentes partes del sistema cuando es necesario. Por el contrario, un refrigerador hidrocarburo no tiene los recipientes a presión.

LIMITACIONES

Cuando un gas puede arder en concentraciones normales de oxígeno en el aire se considera inflamable. Los gases inflamables necesitan de dos (2) condiciones para sostener su combustión: estar a temperaturas y concentraciones definidas. Para el gas natural los límites en los que la mezcla aire-gas puede hacer ignición son 5%-15% en volumen. (Límites de Inflamabilidad).

El gas natural es susceptible de reaccionar con aire u oxígeno produciendo llama y gran cantidad de calor, el gas como combustible y el aire como comburente. La inflamación del gas depende de los límites de inflamabilidad, la temperatura de auto ignición y la mínima energía para su inflamación.

Por ejemplo, una mezcla de gas y aire puede producir llama únicamente cuando la mezcla contiene una proporción de gas suficiente.

Para el gas natural, el límite inferior de inflamabilidad (5%) es aquel hasta el cual la mezcla es pobre en combustible. Superado el límite superior de inflamabilidad (15%) la mezcla pasa a tener un exceso de combustible. Entre ambos límites se encuentra toda la mezcla inflamable cuando además coincide una energía de activación.

SISTEMA DE COMPRESION-REFRIGERACION

La refrigeración por compresión consiste en forzar mecánicamente la circulación de un fluido en un circuito cerrado creando zonas de alta y baja presión con el propósito de que el fluido absorba calor en un lugar y lo disipe en el otro

Para comprimirlo, se pasa por un equipo diseñado para tal fin, el cual se llama compresor. Acerca del funcionamiento, depende del tipo de compresor. Un proceso de compresión del gas te genera obviamente un aumento en la presión del fluido, el cual es acompañado por un aumento de la temperatura, si se quiere comprimir el gas de, por ejemplo, presión atmosférica (14.7 lpca) a 1200 lpca, se debe comprimir a presiones algo mayores (alrededor de 1210 lpca), y luego pasar el gas comprimido por un enfriador, que lo enfría a la temperatura inicial, causando una pérdida de presión de unos 10 lpca (por eso se comprimiría inicialmente a 1210 y no a 1200). Si la razón entre la presión de descarga y de succión es muy alta (generalmente mayor de 5), se debe comprimir por etapas, ósea, de 14,7 a 80, de 80 a 350 y de 350 a 1200, por citar casos.

COMPARACION ENTRE ABSORCION-REFRIGERACION Y COMPRESION-REFRIGERACION

ABSORCION-REFRIGERACION

El sistema de refrigeración por absorción es un medio de producir frío que, al igual que en el sistema de refrigeración por compresión, aprovecha que las sustancias absorben calor al cambiar de estado líquido a gaseoso. Así como en el sistema de compresión el ciclo se hace mediante un compresor, en el caso de la absorción, el ciclo se basa físicamente en la capacidad que tienen algunas sustancias, como el bromuro de litio, de absorber otra sustancia, tal como el agua, en fase de vapor. Otra posibilidad es emplear el agua como sustancia absorbente (disolvente) y amoníaco como sustancia absorbida (soluto).

Bajando al nivel de los detalles, tenemos que en el ciclo agua-bromuro de litio el agua (refrigerante) que se mueve por un circuito a baja presión se evapora en un intercambiador de calor, llamado evaporador. Esto supone una detracción de calor de algún sitio (el necesario para que el agua se evapore) y produce el enfriamiento de un fluido secundario, que refrigerará los ambientes o cámaras que interese. Acto seguido el vapor es absorbido por el bromuro de litio (absorbente) en el absorbedor, produciendo una solución concentrada. Esta solución pasa al generador, donde se separan disolvente y soluto por medio de calor procedente de una fuente externa; el agua va al condensador donde cede la mayor parte del calor recibido en el generador, y desde allí va al evaporador, a través de una válvula de expansión; el bromuro, como solución débil, vuelve al absorbedor para reiniciar el ciclo. Al igual que los sistemas de compresión que utilizan agua en sus procesos, el sistema requiere una torre de enfriamiento para disipar el calor sobrante.

COMPRESION-REFRIGERACION

La refrigeración por compresión es un método de refrigeración que consiste en forzar mecánicamente la circulación de un fluido en un circuito cerrado creando zonas de alta y baja presión con el propósito de que el fluido absorba calor en un lugar y lo disipe en el otro.

La refrigeración por compresión se logra evaporando un gas refrigerante en estado líquido a través de un dispositivo de expansión dentro de un intercambiador de calor, denominado evaporador. Para evaporarse este requiere absorber calor latente de vaporización. Al evaporarse el líquido refrigerante cambia su estado a vapor. Durante el cambio de estado el refrigerante en estado de vapor absorbe energía térmica del medio en contacto con el evaporador, bien sea este medio gaseoso o líquido. A esta cantidad de calor contenido en el ambiente se le denomina carga térmica. Luego de este intercambio energético, un compresor mecánico se encarga de aumentar

la presión del vapor para poder condensarlo dentro de otro intercambiador de calor conocido como condensador y hacerlo líquido de nuevo. En este intercambiador se liberan del sistema frigorífico tanto el calor latente como el sensible, ambos componentes de la carga térmica. Ya que este aumento de presión además produce un aumento en su temperatura, para lograr el cambio de estado del fluido refrigerante -y producir el subenfriamiento del mismo- es necesario enfriarlo al interior del condensador; esto suele hacerse por medio de aire y/o agua conforme el tipo de condensador, definido muchas veces en función del refrigerante. De esta manera, el refrigerante en estado líquido, puede evaporarse nuevamente a través de la válvula de expansión y repetir el ciclo de refrigeración por compresión.

TECNOLOGÍAS DE REGENERACIÓN

La regeneración consiste en tratar un refrigerante para llevarlo al grado de pureza correspondiente a las especificaciones del refrigerante virgen, todo ello verificado por un análisis químico. A fin de lograr esto, como la máquina que se utilice debe cumplir con la norma ARI 700-93 . Todos los fabricantes de refrigerantes así como de equipo recomiendan que el nivel de pureza del refrigerante regenerado sea igual al del refrigerante virgen. El elemento clave de la regeneración es que se efectúe una serie completa de análisis y que el refrigerante sea sometido a reprocesamiento hasta poder satisfacer las especificaciones correspondientes al refrigerante virgen.

Hay muchos tipos diferentes de equipos que pueden lograr el nivel de pureza pero es importante recordar, y esto debe verificarse con los fabricantes del equipo, que el refrigerante regenerado satisfaga las especificaciones correspondientes al refrigerante virgen.

Existen unidades comerciales para utilizar con el R-12, R-22, R-500 y R-502 que están diseñadas para el uso continuo exigido en un procedimiento de recuperación y reciclaje de larga duración.

PROCESO DE ENDULZAMIENTO DE GAS

Este proceso se refiere a la eliminación de la corriente de gas natural a los elementos ácidos, con el objetivo de dejar el gas dentro de la norma, sea para el transporte o para la comercialización y distribución, de tal forma que el gas cumpla con los requerimientos establecidos, tanto nacional como internacional, que representan la posibilidad de comercialización del gas natural.

Este proceso tiene como objetivo la eliminación de los componentes ácidos del gas natural, en especial el Sulfuro de Hidrógeno (H_2S) y Dióxido de Carbono (CO_2). Aunque, otros componentes ácidos como lo son el Sulfuro de Carbonillo (CO_S) y el Disulfuro de Carbono (CS_2), son de gran importancia debido a su tendencia a dañar las soluciones químicas que se utilizan para endulzar el gas.

Además, por lo general, estos componentes, no se reportan dentro de la composición del gas que se tratará. Luego como es lógico esto es de alto riesgo para los procesos industriales de endulzamiento, en vista que si hay una alta concentración de estos elementos, es muy posible que el proceso de endulzamiento no sea efectivo, ya que estos compuestos pueden alterar el normal proceso de los endulzadores o sustancias que eliminan los gases ácidos de la corriente de gas natural.

El término endulzamiento es una traducción directa del inglés, en español el término correcto debería de ser “desacidificación” Para que el proceso de endulzamiento del gas natural, tenga un alto grado de eficiencia, se debe comenzar por analizar la materia prima que se va a tratar.

De hecho el contenido de las impurezas forma parte de los conocimientos que se deben dominar a la perfección para entender y hacerle seguimiento a los diseños. Por ello se insiste en la tenencia del conocimiento inherente al contenido de agua, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, en primera instancia.

El agua interviene muy fuertemente en la composición del gas y en la concentración de las soluciones que se utilizan en los sistemas de amina; de la misma manera, los gases ácidos, deben ser considerados en el gas de alimentación y en el gas tratado. La diferencia molar de ambas condiciones establece la cantidad de gas ácido que se va a extraer y que lógicamente define el diseño de los equipos y el proceso que se deba a utilizar, en el endulzamiento, de tal forma que sea efectivo, de fácil aplicabilidad y además económico. El proceso de endulzamiento data, desde hace muchos años. Y, en la actualidad se dispone de procesos altamente específicos, con solventes y aditivos complejos, que hacen que el endulzamiento sea de una gran eficiencia, en vista que muchos otros procesos del gas depende de este, luego el proceso de endulzamiento se debe realiza en forma eficiente, todos los otros.