



FICHA DE IDENTIFICACIÓN DE TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

Título	SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS DE TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL APLICANDO EL SOFTWARE HYSYS PLANT	
Autor/es	Nombres y Apellidos	Código de estudiantes
	Henry Colque Sánchez	201305292
Fecha	29/11/2022	

Carrera	Ingeniería en Gas y Petróleo
Asignatura	Simulación y Diseño
Grupo	A
Docente	Ing. Fernando Parra
Periodo Académico	II-2022
Subsede	Oruro



Índice

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	OBJETIVO.....	3
3.	MARCO TEÓRICO.....	3
3.1.	BATERIA DE SEPARACION.....	4
	TIPOS DE SEPARADORES. HORIZONTALES, VERTICALES Y ESFÉRICOS.....	8
3.2.	ENDULZAMIENTO DE GAS NATURAL.....	10
3.3.	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL POR EL MÉTODO DE ABSORCIÓN.....	14
	DESHIDRATACIÓN POR ADSORCIÓN: SISTEMAS DE DOS Y TRES CONTACTORES	15
4.	MARCO PRÁCTICO	25
5.	CONCLUSIONES	28
6.	BIBLIOGRAFÍA.....	28

1. INTRODUCCIÓN

El gas natural recibe por lo general un tratamiento anterior a su procesamiento y transporte. Este tratamiento tiene el objetivo de reducir las concentraciones de los contaminantes del gas natural hasta niveles permitidos por las normas y estándares industriales internacionales. Tratamiento de gas natural Es el proceso que se le realiza al gas/petróleo para dejarlo en condiciones de ser empleado para propósitos específicos o para satisfacer las condiciones del mercado. Procesamiento del gas natural o petróleo Acción de procesar una mezcla de hidrocarburos para separarla en cada uno de sus componentes o por grupo de ellos.

Contaminantes del Gas Natural

El gas natural, sin ser tratado, presenta contaminantes de diferentes características al igual que producen diferentes daños a las instalaciones, mayores costos operativos y al ambiente, por lo que el gas necesita de un sistema de tratamientos que eliminen de la composición dichos contaminantes. Entre los principales contaminantes del gas natural se encuentran los siguientes:

Sulfuro de Hidrógeno H₂S

Monóxido de Carbono CO

Dióxido de Carbono CO₂

Nitrógeno N₂

Agua H₂O

Oxígeno O₂

Sulfuro de Carbonilo COS

Disulfuro de Carbono CS₂

Mercaptanos RSH

Mercurio Hg

2. OBJETIVO

Simular los procesos de una planta de endulzamiento del gas natural utilizando datos reales para determinar sus propiedades de operación y resultados

3. MARCO TEÓRICO

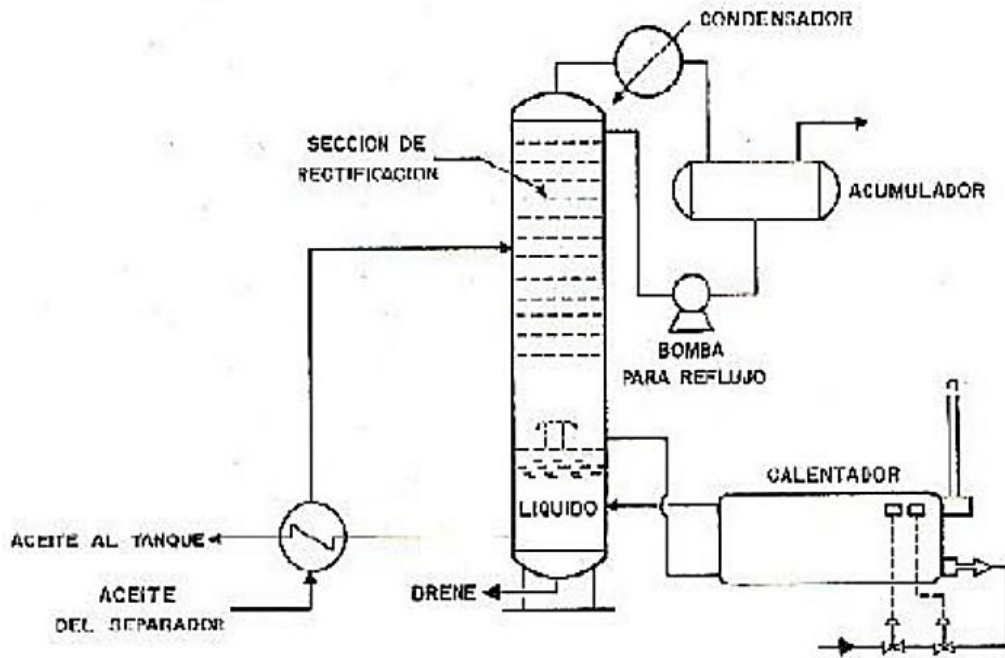
3.1. BATERIA DE SEPARACION

En los tanques de producción se produce la primera recolección y el primer procesamiento de separación. Este primer paso en la manipulación, previo al envío a la refinería o a un sistema de procesamiento de gas, se da en una batería de tanques o batería colectora localizada cerca del cabezal del pozo, o en un lugar donde es tratada la producción de varios pozos a la vez. Una batería tipo cuenta con: colector para la entrada de pozos, separador de gas, calentadores, tanques de producción general (160 m³) y de control (40 m³), bombas, caudalímetros, separadores de líquidos, etc. En este primer juego de tanques y separadores, el petróleo crudo, el agua y el gas natural fluyen y son separados. Una Batería de Separación es una instalación donde existe; un cabezal de recolección donde confluyen los fluidos para efectuar la separación y medición de las fases líquido y gas; además de almacenar y bombear el líquido separado. El objetivo de una batería de separación y estabilización de gas es recibir una corriente multifase de hidrocarburos y producir tres corrientes de proceso: Una de gas (compuesta por C1-C3 más gases incondensables), Una de líquidos condensados de gas (normalmente C3-C6+) Una corriente de agua.

A los cabezales de las Baterías fluye la producción de pozos de manera independiente; así como de las corrientes provenientes de cabezales alejados; tanto la producción de cada pozo como de cada corriente se separan y miden a diferentes presiones y temperaturas.

La batería de separación de hidrocarburos es el proceso que consiste en la separación de la fase gas-líquido de la mezcla de hidrocarburos provenientes de los pozos productores de un mismo yacimiento, con el propósito de transportar y distribuir de manera eficiente hacia las instalaciones de refinación más cercana para su procesamiento (Complejos Procesadores de Gas y Complejos de Refinación).

Unidad Estabilizadora



Una batería en su forma más sencilla estaría conformada por tanques de almacenamiento. Este tipo de instalación corresponde a los casos en que contiene gas en proporción tan pequeña que no requiere separación y donde la configuración del terreno permite al crudo descender por gravedad a lo largo del oleoducto, hasta el punto de utilización. Las instalaciones de proceso de producción primaria, en el país como son las baterías de separación, se diseñan y construyen para manejar la capacidad máxima esperada de los campos petroleros. Se definen tres tipos de baterías de separación de hidrocarburos de acuerdo a su presión de operación Alta presión AP 56-90 Km/cm². Presión intermedia IP 35-55 Km/cm² Baja presión BP 2-34 Km/cm² A pesar de que el fundamento físico del proceso es relativamente simple, el diseño y operación de estas plantas plantea un reto técnico-económico importante. Para asegurar el desempeño adecuado del proceso es necesario establecer la relación óptima entre el volumen de condensados y el volumen de gas que se puede recuperar.

Separador

Es un recipiente utilizado en el campo para remover las corrientes líquidas del pozo, y de los componentes gaseosos, a esta separación se le conoce también como estabilización del aceite crudo. Los separadores son dispositivos mecánicos contruidos en forma de tanques cilíndricos

Título: SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS DE TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL APLICANDO EL SOFTWARE HYSYS PLANT

Autor: Henry Colque Sánchez



metálicos, provistos en su interior de los aditamentos necesarios para que la mezcla de aceite crudo, gas, agua y sólidos en suspensión que les entra, sufra choques, expansiones, cambio de dirección y de velocidad súbita.

Las láminas que forman el cuerpo del separador generalmente están unidas por soldadura, teniendo así un dispositivo herméticamente cerrado en el cual es difícil que ocurran fugas de fluidos, y en caso de que se presenten se pueden reparar con facilidad. Los separadores de aceite y gas están diseñados para operar bajo una variedad de condiciones tales, como la presión de separación, la cual puede variar desde una presión menor que la atmósfera hasta las presiones denominadas altas.

Descripción De Un Separador

En esta parte se trata de describir las partes de un separador y los diferentes tipos mencionados brevemente las características de operación de los de dos y tres fases, en sus formas horizontal y vertical. Como ya se había mencionado un separador es el equipo utilizado para separar corrientes de aceite y gas que provienen directamente de los pozos; las relaciones gas-aceite de las corrientes disminuyen en ocasiones, debido a las cabezadas de líquido que repentinamente se presentan, siendo estas más frecuentes cuando los pozos producen por medios artificiales, como es el bombeo neumático.

Descripción Y Clasificación Del Equipo De Separación.

Los equipos de separación como su nombre lo indica, se utilizan en la industria petrolera para separar mezcla de líquido y gas, las mezclas de líquido y gas se presentan en los campos petroleros principalmente por las siguientes causas

- Por lo general los pozos producen líquido y gas mezclados en un solo flujo. • Hay líneas en las que solamente se maneja líquido ó gas; pero debido a los cambios de presión, y temperatura que se producen a través de su transporte, hay vaporización de líquido o condensación de gas, dando lugar al flujo de dos fases.
- En ocasiones el flujo de gas arrastra líquidos de los compresores y equipos de proceso en cantidades apreciables. Las razones principales por las que es importante efectuar una separación adecuada líquido y gas son:
- En campos de gas y aceite, donde no se cuenta con el equipo de separación adecuado y además se quema el gas, una cantidad considerable de aceite ligero que arrastra el flujo de gas también se

Título: SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS DE TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL APLICANDO EL SOFTWARE HYSYS PLANT

Autor: Henry Colque Sánchez



quemado, ocasionando grandes pérdidas, sobre todo si se considera que el aceite ligero es el de más alto valor comercial.

• Aunque el gas se transporte a una cierta distancia para tratarlo, es conveniente eliminar la mayor cantidad de líquido, ya que éste ocasiona problemas, tales como corrosión y abrasión del equipo de transporte, aumento en las caídas de presión y disminución en la capacidad de transporte de las líneas. • Como se menciona, el flujo de gas arrastra frecuentemente líquidos de proceso, como el glicol, los cuales se deben recuperar ya que tienen un valor comercial considerable. En la industria petrolera, entre los equipos de separación que se utilizan con mayor frecuencia, están los siguientes separadores, son equipos utilizados para separar las corrientes de aceite y gas que provienen directamente de los pozos. Separadores a baja temperatura, estos dispositivos se utilizan para la separación de gas y condensados, a baja temperatura mediante una expansión, están diseñados para manejar y unir los hidratos (cuerpo químico compuesto de agua y óxido metálico o ácido), que se pueden formar al disminuir la temperatura del flujo.

TIPOS DE SEPARADORES. HORIZONTALES, VERTICALES Y ESFÉRICOS.

Separadores horizontales

El fluido entra al separador y choca con el deflector interno causando la separación, a esto se le llama la separación inicial del líquido y vapor, la fuerza de gravedad causa que el líquido se vaya hacia el fondo y el gas vaya hacia el domo del recipiente. La recolección del líquido en el fondo provee un tiempo de retención del cual ayuda a que los gases y líquidos encuentren el equilibrio a una presión

Separadores verticales

Tiene la misma descripción que el separador horizontal, pero este se utiliza cuando en la producción de hidrocarburos líquidos hay una cantidad mayor de gas que de aceite.

Separadores esféricos

Recipiente cilíndrico o esférico que se utiliza para separar petróleo, gas y agua del flujo total de fluido producido por un pozo. Estos operan de la misma manera, pero no se utilizan mucho, ya que su capacidad para el líquido está limitada y su diseño y fabricación son muy difíciles para un campo de separación de aceite. El diámetro de estos separadores se basa principalmente en el tiempo de retención, en donde las tres fases de separación eficientemente, normalmente este varía de 3 segundos a 30 minutos dependiendo de la composición del fluido y del trabajo de laboratorio, pero si se cuenta con esta información, el tiempo de retención del aceite y el agua sugerido para su diseño es de 10 minutos. La fracción del agua, obtenida por el asentamiento de gravedad se le llama agua libre.

Eliminadores

Estos dispositivos se utilizan para eliminar los líquidos de una corriente de gas a alta presión, se utilizan generalmente en los sistemas de separación a baja temperatura, algunos eliminadores solo separan agua de las corrientes de gas y se les conoce con el nombre de separadores coalescedores.

Depuradores (Rectificadores)

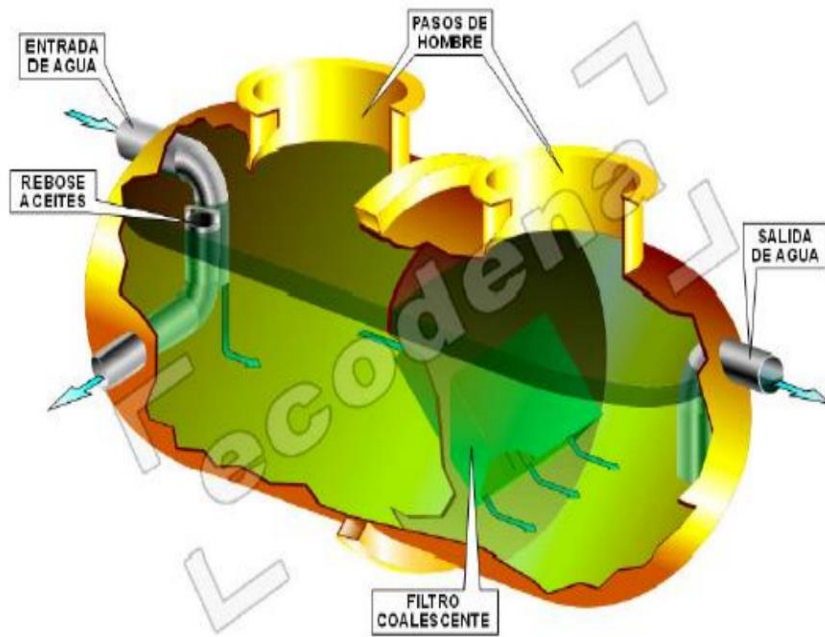
Son dispositivos que se utilizan para separar corrientes con muy altas relaciones gas-líquido (RGA), se aplican también para separar gotas muy pequeñas de líquido suspendidas en corrientes de gas, ya que estas no son eliminadas generalmente por un separador ordinario; dentro de este tipo específico de separadores están los depuradores de polvo y los filtros. Que eliminan además

Título: SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS DE TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL APLICANDO EL SOFTWARE HYSYS PLANT

Autor: Henry Colque Sánchez



de las gotas pequeñas de líquidos, el polvo arrastrado por la corriente de gas, es muy recomendable instalar depuradores antes de la compresora, con el fin de protegerlas de los daños que pueden causar las impurezas arrastradas por el gas.



3.2. ENDULZAMIENTO DE GAS NATURAL

Muchos gases naturales disponibles para el procesamiento, manifiestan contenidos de Sulfuro de Hidrógeno (H₂S) (ácido sulfídrico) o Dióxido de Carbono (CO₂) (anhídrido carbónico), aunque existen otros gases nocivos como los Mercaptanos (RSH), el Disulfuro de Carbono (CS₂) o el Sulfuro de Carbono (COS).

Es normal encontrar los primeros, presentes en la mezcla superando los valores admitidos por las normas de transporte o Seguridad Ambiental o Personal. Por ésta razón, y por los daños que producen en equipos y cañerías (gasoductos) al ser altamente corrosivos bajo ciertas condiciones, se hace necesario removerlos.

Remover los componentes que hacen que un gas natural sea ácido entonces, se denomina endulzar el gas natural. La selección de un proceso de endulzamiento, generalmente realizada dentro de un contexto de relación costo-beneficio, dependerá de varios factores:

Tipo de contaminantes a remover.

Concentración de los contaminantes y grado de remoción requerido.

Selectividad requerida

Cuando se trate de sulfuros, si se requiere la recuperación de azufre como tal.

Tipos de Proceso de Endulzamiento del Gas Natural

Planta de Aminas:

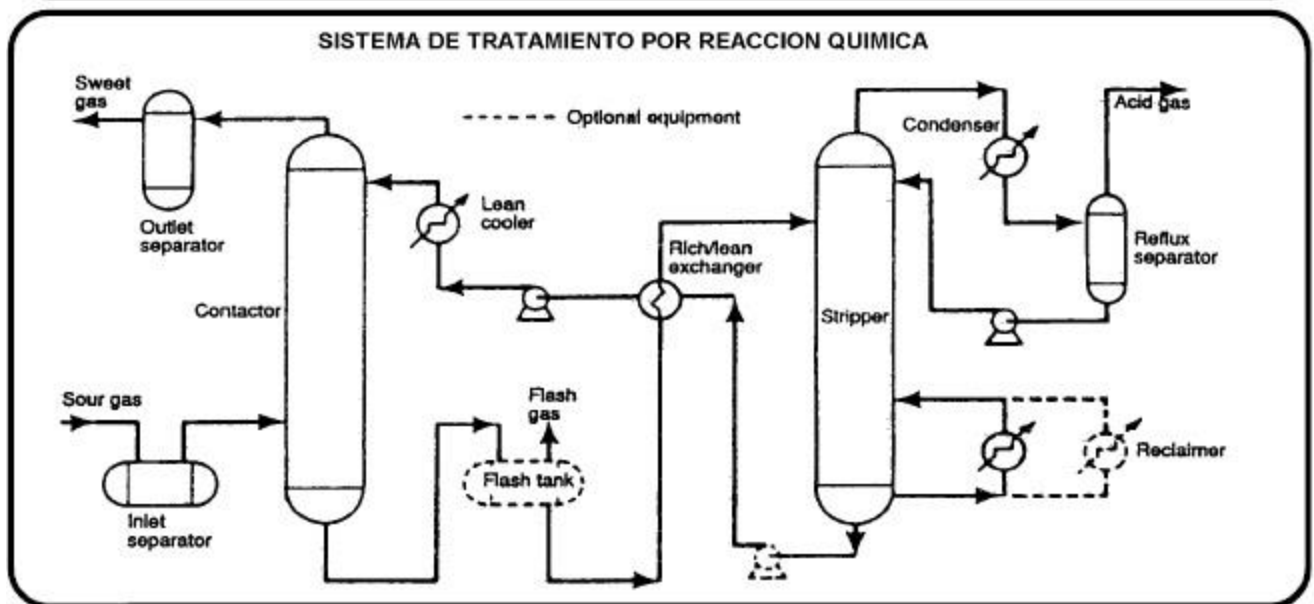
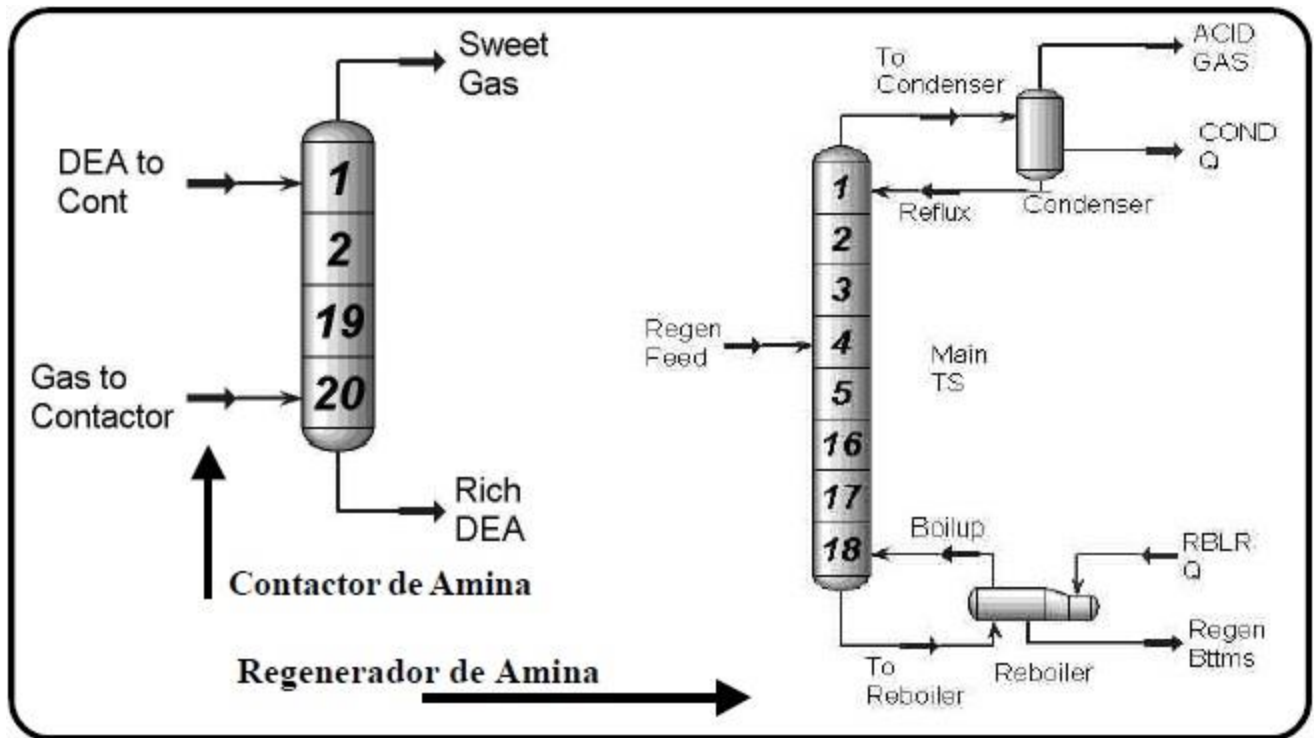
Uno de los materiales más comúnmente usados para la remoción de los gases ácidos es una solución de monoetanolamina (MEA – derivado del amoníaco). Otros químicos usados para remover gases ácidos son la dietanolamina (DEA) y el Sulfinol (mezcla de sulfolano, disopropanolamina y agua).

Los dos primeros productos químicos remueven los gases ácidos a través de una reacción química, mientras que el Sulfinol trabaja sobre la base de una reacción química más una absorción física.

Las llamadas aminas selectivas (ej. MDEA), absorben preferentemente SH₂ sobre CO₂. Las aminas formuladas, son ofrecidas por diferentes firmas de tecnología de procesos, preparadas en base a MDEA, que mejoran las performances en las plantas de tratamiento.

Título: SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS DE TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL APLICANDO EL SOFTWARE HYSYS PLANT

Autor: Henry Colque Sánchez



Título: SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS DE TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL APLICANDO EL SOFTWARE HYSYS PLANT

Autor: Henry Colque Sánchez



La reacción del sulfuro de hidrógeno y del dióxido de sulfuro acompañados por un aumento de la temperatura tiene lugar catalíticamente en el reactor luego de lo cual el efluente es enfriado y el azufre es condensado y removido. El gas del *segundo reactor* es recalentado por intercambio con el efluente del primer reactor.

La reacción posterior en el segundo reactor produce más azufre, el cual es condensado y removido en el condensador final. El gas luego se dirige hacia un incinerador donde todo resto de componente de azufre es incinerado hasta obtener dióxido de sulfuro y descargado hacia la atmósfera.

La conversión de sulfuro de hidrógeno en azufre puede exceder el 96 por ciento en una planta de estas características, pero depende del contenido de sulfuro de hidrógeno del gas ácido. Un *tercer reactor* puede alcanzar una recuperación de 97+ por ciento.

Lechos no Regenerativos:

Algunos gases contienen lo que equivale a sólo cantidades de rastros de sulfuro de hidrógeno, pero la concentración puede exceder en varias veces la especificada en el contrato de gas para la venta.

La esponja de hierro consiste en óxido de hierro depositado sobre trocitos de madera o viruta. El óxido de hierro es convertido en sulfuro de hierro al endulzar el gas y posee una vida relativamente corta.

3.3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL POR EL MÉTODO DE ABSORCIÓN.

En estos procesos de deshidratación de gas natural es muy importante extraer los vapores de agua que se encuentran en el gas debido a que los mismos pueden producir taponamientos de válvulas, taponamiento de equipos y taponamiento de líneas de gas, impidiendo que un proceso de deshidratación sea óptimo y eficaz.

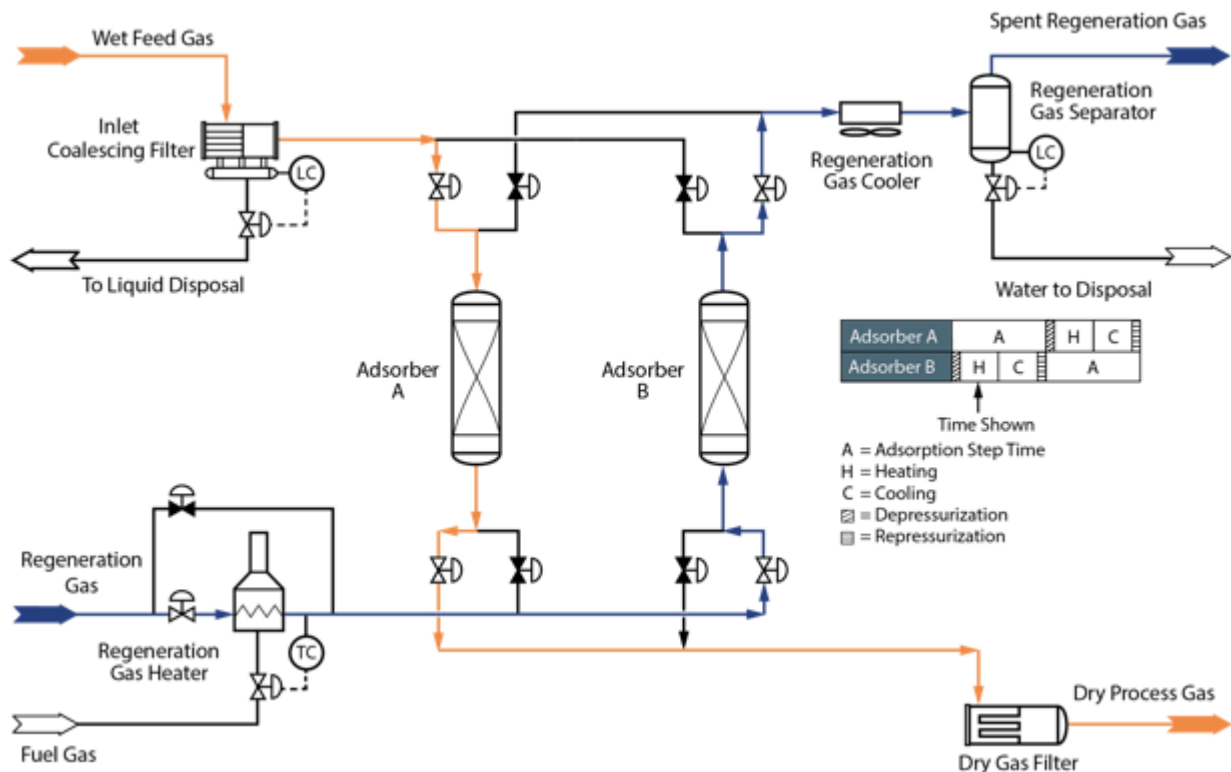
Los principales métodos de deshidratación de gas natural se los realiza mediante la adsorción con desecantes sólidos y mediante la absorción con desecantes líquidos como el glicol.

Ambos métodos son muy importantes para la deshidratación de gas natural pero se debe de tomar en cuenta la cantidad de vapor de agua a extraerse en cada proceso, ya que deben tomarse en cuenta la calidad del gas natural, cantidad de vapores de agua, costos y mantenimientos de equipos.

En estos tipos de deshidratación de gas natural se deben de tomar en cuentas variables como: presión, temperatura, calidad del desecante tanto en sólido como en líquido.

DESHIDRATACIÓN POR ADSORCIÓN: SISTEMAS DE DOS Y TRES CONTACTORES

Existen distintas configuraciones de proceso para la deshidratación por adsorción. Los arreglos más comunes son de dos y tres contactores. Uno puede informarse sobre éstos y la descripción de los procesos en el Capítulo 18 del Texto de la John M. Campbell [1]. Las Figuras 1, y 2 presentan un diagrama de flujo de proceso simplificado para los citados sistemas de dos, y tres contactores, respectivamente. Estas unidades pueden reducir el contenido de agua de una corriente de gas a menos de 0.1 ppmv. La Industria del Gas normalmente aplica los sistemas de deshidratación por adsorción aguas arriba al proceso de licuefacción en una Planta de Gas Natural Licuado (GNL) en donde la temperatura se reduce a menos de $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-256\text{ }^{\circ}\text{F}$) y $-100\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-148\text{ }^{\circ}\text{F}$), respectivamente. Remoción del vapor de agua del gas a estos valores mínimos es esencial para evitar un escenario de congelamiento.



Título: SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS DE TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL APLICANDO EL SOFTWARE HYSYS PLANT

Autor: Henry Colque Sánchez



Figura 1. Un Diagrama de Flujo de Proceso para un Sistema de Deshidratación por Adsorción de Dos Torres

En un Sistema de dos – torres, mientras las Torre A se encuentra en proceso de adsorción, la Torre B se ve en regeneración. Posterior al ciclo de adsorción por la Unidad A, ésta es cambiada al modo de regeneración y la Torre B inicia su proceso de Adsorción. A cualquier momento una de las Torres se ve adsorbiendo el vapor de agua mientras que la otra está en proceso de regeneración.

En la configuración de Tres Torres, a cualquier tiempo, dos torres (e.i. A y B) operan mediante el proceso de adsorción en paralelo escalonado, mientras que la tercera torre (e.i C) ésta en regeneración. En esta configuración, la mitad del gas de proceso es admitida a la Torre A, y el resto se admite por la Torre B, como se observa en el gráfico de operación insertado en la Figura 2.

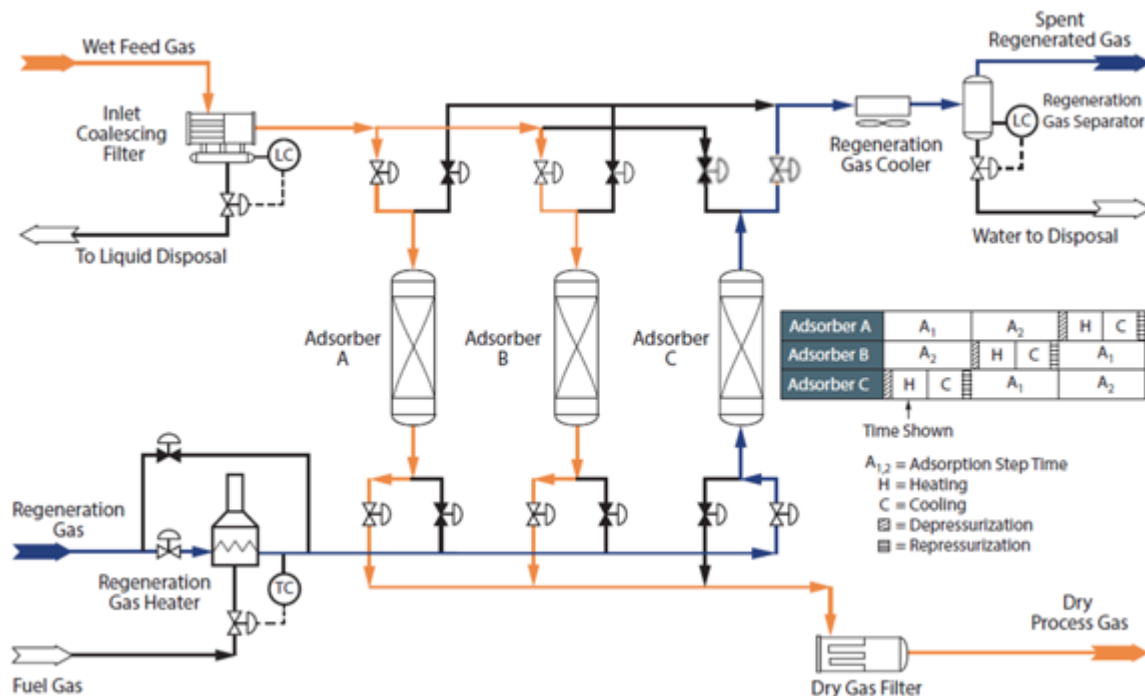


Figura 2. Un diagrama de Flujo de Proceso para un Sistema de adsorción por tres – torres [1].

Título: SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS DE TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL APLICANDO EL SOFTWARE HYSYS PLANT

Autor: Henry Colque Sánchez



Los Previos del Mes (PDM) de Mayo y Octubre del 2015 [3] discutieron la eficiente operación de las unidades de deshidratación mediante las tamices moleculares. Específicamente, es discutido el beneficio de tiempo de espera en el proceso de adsorción más el impacto de las condiciones del gas de alimentación.

Este previo del mes (PDM) compara las dimensiones requeridas para el equipo mayor relacionado con Unidades de Dos y Tres Torres. Esta compracación considera los siguientes parametros.

1. Masa del Adsorbente
2. Diametro del Lecho
3. Altura del Lecho
4. Gasto del Gas de Regeneración
5. Carga Térmica de Calentamiento del Gas de Regeneración
6. Carga Térmica de Enfriamiento del Gas de Regeneración
7. Carga Térmica de Regeneración del Gas
8. Espesor de la Chapa del Contactor y la masa.

La Tabla 1 presenta la descripción de éstas dos configuraciones.

Tabla 1. Configuración de las Torres (Contactores)

Parameter	Two-Tower	Three-Tower
Total Number of beds	2	3
Number of beds on-stream (adsorption mode)	1	2
Adsorption time, hours	12	16
Step time (same as total regeneration time), hour	12	8
Heating time, hours	7.48	4.88
Cooling time, hours	4.02	2.62
Equalization time, hours	0.5	0.5
Stand-by time, hours	0	0

Título: SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS DE TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL APLICANDO EL SOFTWARE HYSYS PLANT

Autor: Henry Colque Sánchez



Esta discusión asume un gasto de gas de alimentación de $2.83 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ (100 MMPCSD) con torres externamente aisladas. Examina dos condiciones de alimentación de:

30°C (86°F) y 6.207 MPaa (900 lpca)

- Contenido estimado de agua de = $699 \text{ kg}/10^6 \text{ m}^3\text{S}$ (43.7 lb_m/MMPCS)
 - Carga de agua por torre de 2-Torres por hora = 4 kg/h (182 lb_m/hr)
 - Carga de agua por Torre por ciclo = 989 kg (2185 lb_m)
 - Carga de agua por torre para 3-Torres por hora = 2 kg/h (91 lb_m/hr)
 - Carga de agua por Torre por ciclo = 662 kg (1456 lb_m)

40°C (104°F) y 8.0 MPaa (1160 lpca)

- Contenido estimado de agua de = $974 \text{ kg}/10^6 \text{ Sm}^3$ (61 lb_m/MMPCS)
 - Carga de agua por torre de 2-Torres por hora = 115 kg/h (254 lb_m/hr)
 - Carga de agua por Torre por ciclo = 1378 kg (3050 lb_m)
 - Carga de agua por torre para 3-Torres por hora = 5 kg/h (127 lb_m/hr)
 - Carga de agua por Torre por ciclo = 920 kg (2033 lb_m)

Los remanentes parámetros especificados son:

1. Adsorbente = Tamiz Molecular Tipo 4A, 3.2 mm (1/8 pul) diametro
2. Carga de Equilibrio del Adsorbente, $\Delta X_{\text{new}} = 19$ peso% (masa de agua/100 masa de adsorbente)
3. Factor de Vida del Adsorbente $F_L = 0.6$ (Basado en 3 años y rendimiento promedio)
4. Densidad del Adsorbente = $705 \text{ kg}/\text{m}^3$ (44 lb_m/pie³)
5. Capacidad de Calor del Adsorbente = $1.0 \text{ kJ}/\text{kg}\cdot^\circ\text{C}$ (0.24 Btu/lb_m-°F)
6. Capacidad de Calor de la Chapa = $0.5 \text{ kJ}/\text{kg}\cdot^\circ\text{C}$ (0.12 Btu/lb_m-°F)
7. Densidad Relativa del Gas de Alimentación = 0.7
8. Densidad Relativa del Gas Seco de Regeneración = 0.59
9. Presión del Gas de Regeneración = 2.07 MPaa (300 lpca)

10. Temperatura del gas de Regeneración al Calentador = Temperatura gas Entrada
11. Temperatura del Gas del Calentador = 288 °C (550 °F)
12. Temperatura de reposo del lecho antes del enfriamiento = 260 °C (500 °F).

Resultados de los Cómputos

Basado en el procedimiento más los paso del Capítulo 18 [1], este PDM utiliza la versión actualizada del “Conjunto Electrónico de Cómputos” (Software) de la PetroSkills/Campbell, GCAP para lograr los resultados de todos los cómputos.

La Figura 3A indica la variación de la masa requerida del adsorbente por torre con el contenido de agua del gas de entrada para las configuraciones de dos y tres torres. Mientras la carga de agua aumenta, le masa requerida aumenta fijando el tiempo de adsorción. Nótese que ésta carga de agua de entrada aumenta con el aumento de temperatura pero disminuye con un aumento en la presión. La carga de agua por torre es función de éste contenido de agua de alimentación, tiempo de adsorción, y gasto del gas existente en la torre.

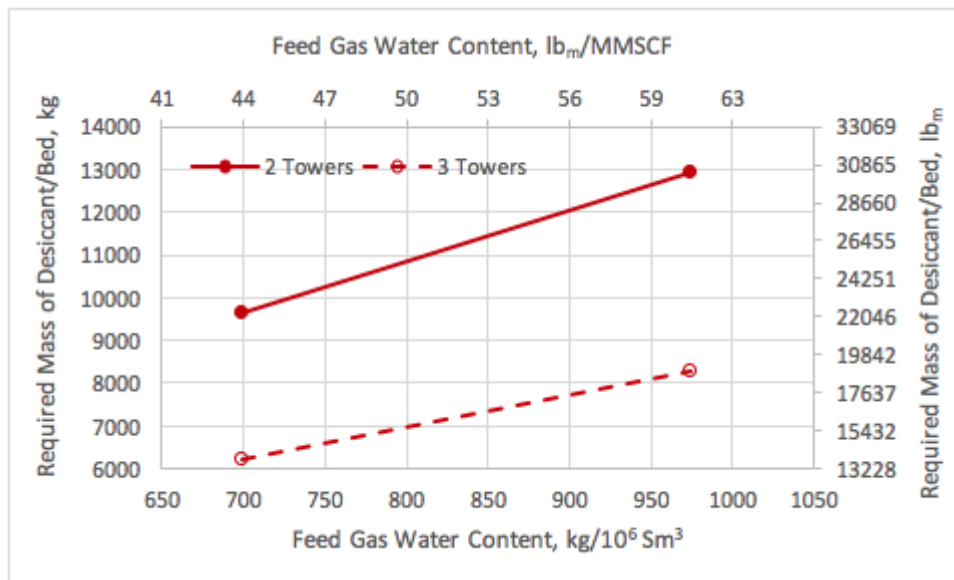


Figura 3A. Masa del adsorbente por torre vs el contenido de agua de entrada y numero de torres.

Título: SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS DE TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL APLICANDO EL SOFTWARE HYSYS PLANT

Autor: Henry Colque Sánchez



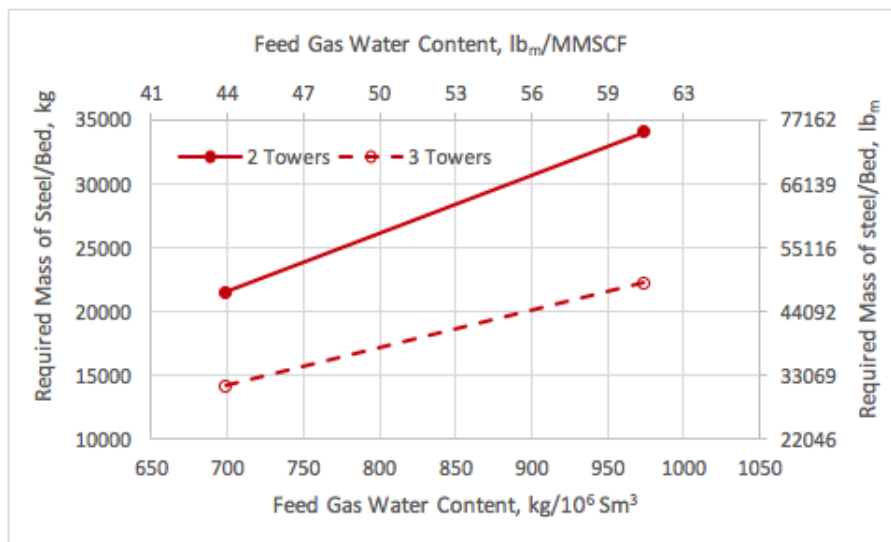
Para obtener esencialmente la misma masa total adsorbida en las dos configuraciones, se aplicó la siguiente relación:

$$\theta_A = 0.75 \theta_B$$

Donde θ_A es el tiempo de adsorción por torre para un sistema de dos-contactores y θ_B es el tiempo total para un sistema de tres – contactores. Ésta relación es obtenida de:

$$(\text{Caudal Total})(\theta_A)(2 \text{ Torres}) = (1/2 \text{ Caudal Total}) (\theta_B)(3 \text{ Torres})$$

La masa total requerida por las configuraciones de dos-torres y las de tres son distintas por cuanto la longitud de la zona de transferencia de masa de la unidad de tres torres es menor que la de dos. Por cuanto el adsorbente es vendido en incrementos de 300 lb_m (136.1 kg), la mas de cada torre fue “redondeada” hacia la próxima unidad de 300 lb_m (136.1 kg). La masa total calculada de los adsorbentes de la configuración de dos – torres son de 19323 y 25855 kg (42600 y 57000 lb_m) para la alimentación de menor y mayor contenido de agua respectivamente. Las masas correspondientes de la unidad de tres – torres son de 18779 y 25719 kg (41400 y 56700 lb_m). Similarmente, la Figura 3B presenta la masa requerida del hierro por torre como función del contenido de vapor de agua en el gas de alimentación y numero de torres.



Título: SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS DE TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL APLICANDO EL SOFTWARE HYSYS PLANT

Autor: Henry Colque Sánchez



Figure 3B. Masa de hierro por torre vs el contenido de agua del gas de entrada y numero de torres.

La masa del adsorbente en la torre y criterio de caída de presión establecen el diámetro de ésta y altura del lecho. Éste cómputo es uno de ensayo y error. La Figura 4 indica la variación del diámetro de la unidad con el contenido de agua del gas de entrada, y numero de torres.

Como el caudal del gas por torre de un sistema de dos – torres es el doble del caudal del sistema de tres, el diámetro de los contactores de dos torres debe ser mayor que el de tres para cumplir con la caída de presión permisible de menos de 41 kPa (6 lpc). La Figura 4 indica que el factor limitante es la caída de presión y el contenido de agua de entrada posee mínimo impacto sobre el diámetro del lecho. La velocidad superficial del gas para todos los casos mostró variación entre 0.10 – 0.15 m/s (20 – 30 pie/min).

Después de determinar el diámetro del lecho (torre), es posible calcular la altura del lecho conociendo la masa del mismo, diámetro de la torre, y la densidad del adsorbente. De la Figura 5 se observa la variación de la altura mínima del adsorbente con contenido de agua de entrada y numero de torres. Esta figura indica que con mayores contenidos de carga de agua la altura del lecho aumenta, mientras que menores cargas de agua requieren menor altura de lecho. Como el diámetro de un sistema de dos torres es el mayor, su altura es menor.

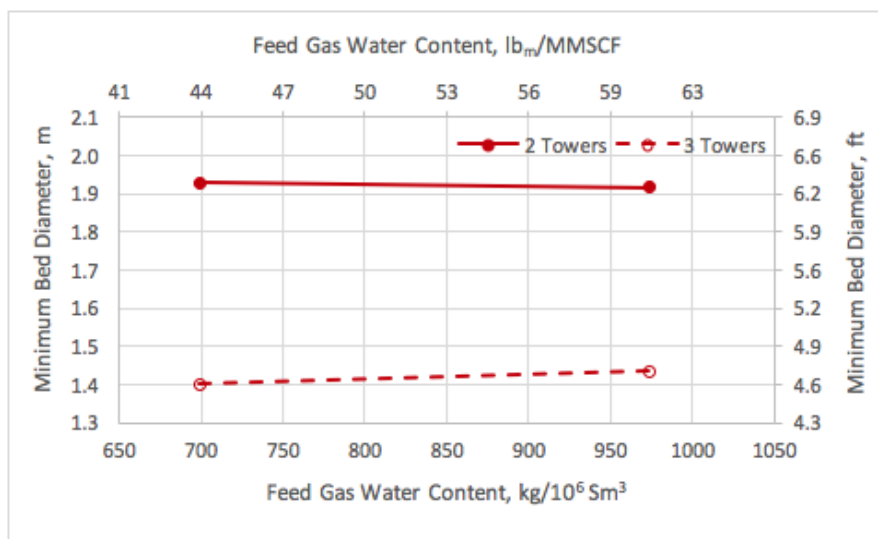


Figura 4. Diámetro del Lecho vs contenido de agua del gas de entrada y número de torres

La Figura 6 indica la variación del gas de regeneración con contenido de agua del gas de alimentación asumiendo tiempos constantes para el calentamiento y enfriamiento. Esta figura muestra que para mayores cargas de vapor de agua de entrada se requiere mayor gas de regeneración. Sin embargo, el gas de regeneración es prácticamente el mismo para las dos configuraciones en consideración.

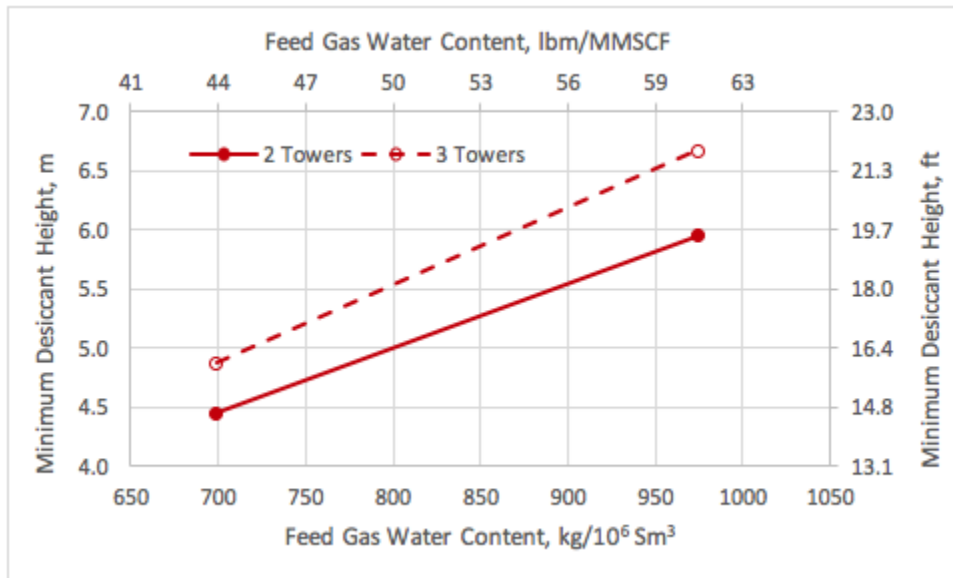


Figura 5. Altura de lecho vs contenido de agua en el gas de entrada y numero de torres.

Título: SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS DE TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL APLICANDO EL SOFTWARE HYSYS PLANT

Autor: Henry Colque Sánchez

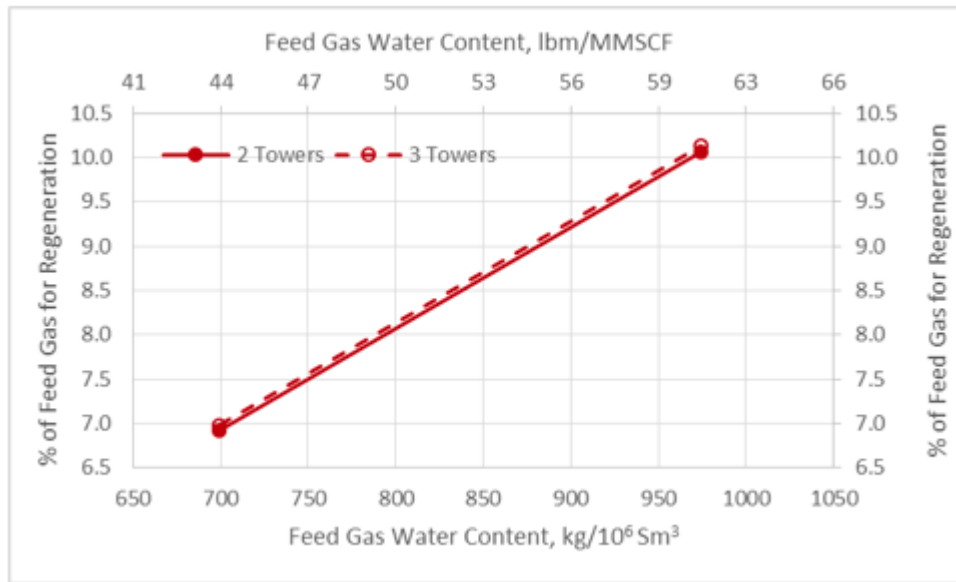


Figura 6. Porcentaje % del gas de entrada para la regeneración vs contenido de agua en el gas de entrada y numero de torres.

De manera similar, las Figuras 7,8, y 9 indican las variaciones de las cargas térmicas de calentamiento más enfriamiento, y en adición la del gas de regeneración en función de la carga de agua del gas de entrada y el número de torres. Como las torres de un sistema de dos son de mayor diámetro que las de un sistema de tres, las cargas térmicas tanto de calentamiento como enfriamiento son mayores que las de un sistema de tres torres (figuras 7, y 8). Sin embargo, la Figura 9 muestra que los requerimientos de calor para el gas de regeneración son casi iguales para las dos configuraciones.

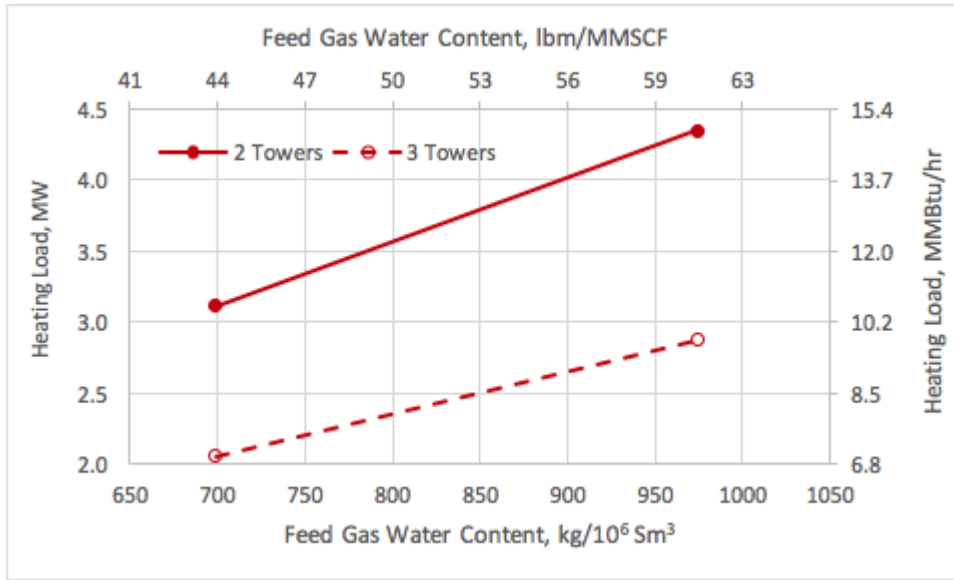


Figura 7. Carga térmica de calentamiento vs contenido de agua y número de torres.

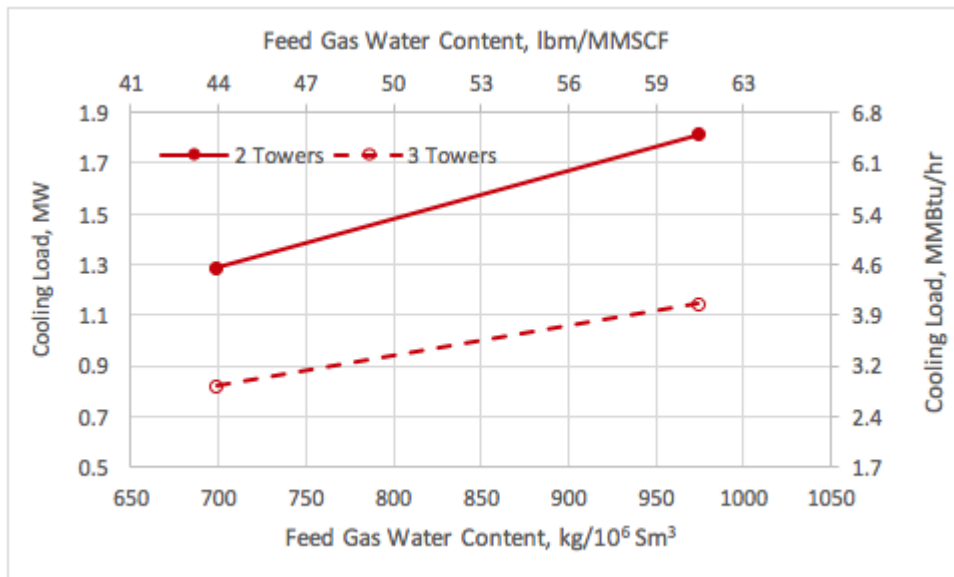


Figura 8. Carga térmica de enfriamiento vs contenido de agua y número de torres.

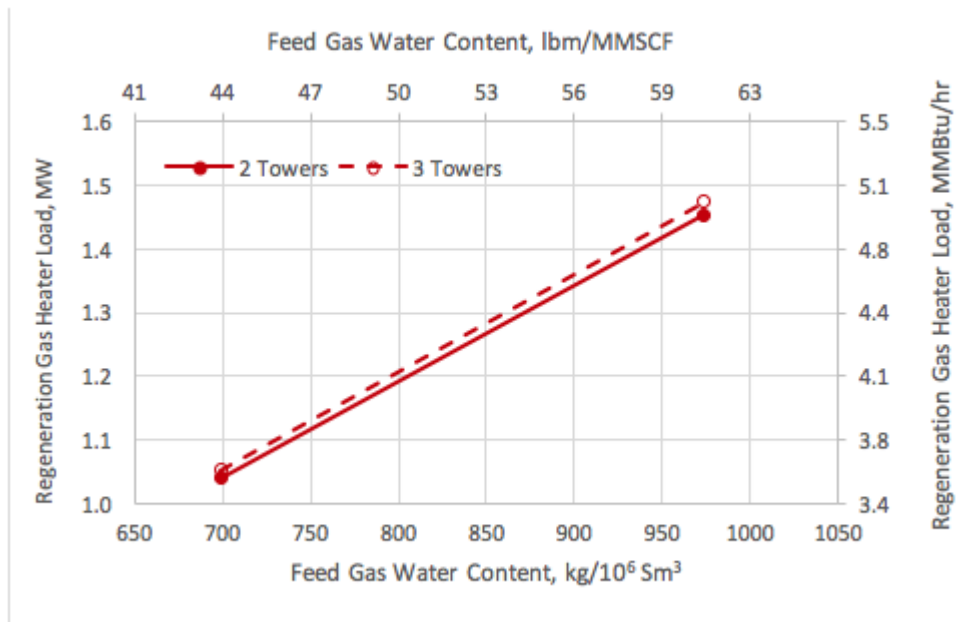


Figura 9. Carga térmica de para el gas de regeneración vs contenido de agua y número de torres .

4. MARCO PRÁCTICO

a. Descripción de cómo se realizó la simulación de las plantas

Aspen Hysys es una de las herramientas de simulación de procesos químicos más utilizadas alrededor del mundo, debido a su potencia, simpleza y eficiencia. Este simulador permite realizar modelos matemáticos de cualquier proceso químico, que pueden ir desde una simple operación unitaria hasta el modelado de plantas industriales completas, incluso de refinerías petroleras, así de completa es esta herramienta de simulación de procesos químicos.

DATOS INICIALES DE SIMULACIÓN

1. Abra un nuevo caso y defina el siguiente paquete fluido
 - a) Ecuación: Sour PR
 - b) Componentes: N₂, CO₂, H₂S, C₁-C₇, H₂O, C₃=Carbonate
 - c) Unidades: Field
2. Los datos se colocarán según el gráfico, las corrientes de flujo que debe crear el usuario se muestran a continuación:

COMPONENTE	GAS AMARGO	SOLVENTE
	FRACCIÓN MOLAR	FRACCIÓN MASICA
N2	0.0016	0
CO2	0.0413	0.0018
H2S	0.0172	0
C1	0.8692	0
C2	0.0393	0
C3	0.0093	0
i-C4	0.0026	0
n-C4	0.0029	0
i-C5	0.0014	0
n-C5	0.0012	0
C6	0.0018	0
C7	0.0050	0
H2O	0.0072	0.7187
C3=Carbonate	0	0.2795
CONDICIONES		
Temperatura °F	86	95
Presión [Psia]	1000	995
Caudal [BPD]	10500	6907

DATOS DE LAS TORRES DE DESTILACIÓN

1RA TORRE DEL PROCESO: (Absorber)

- Top Stage Inlet: SOLVENTE
- Bottom Stage Inlet: GAS ACIDO
- Num. Stages: 20
- Top Stage Pressure: 995 psia
- Bottom stage Pressure: 1000 psia
- Optional Top Stage Temperature Estimate: 100° F
- Optional Bottom Stage Temperature Estimate: 160° F

2DA TORRE DEL PROCESO: (Distillation -column) Tipo Full Reflujo

- InletStreams: solvente a stripper por el plato 9
- Num Stages: 18
- Presión del condensador: 27.50 psia
- Condenser Pressure Drop: 2.5 Psia
- Presión del Reboiler: 31.50 psia

Título: SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS DE TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL APLICANDO EL SOFTWARE HYSYS PLANT

Autor: Henry Colque Sánchez



ESPECIFICACIONES:

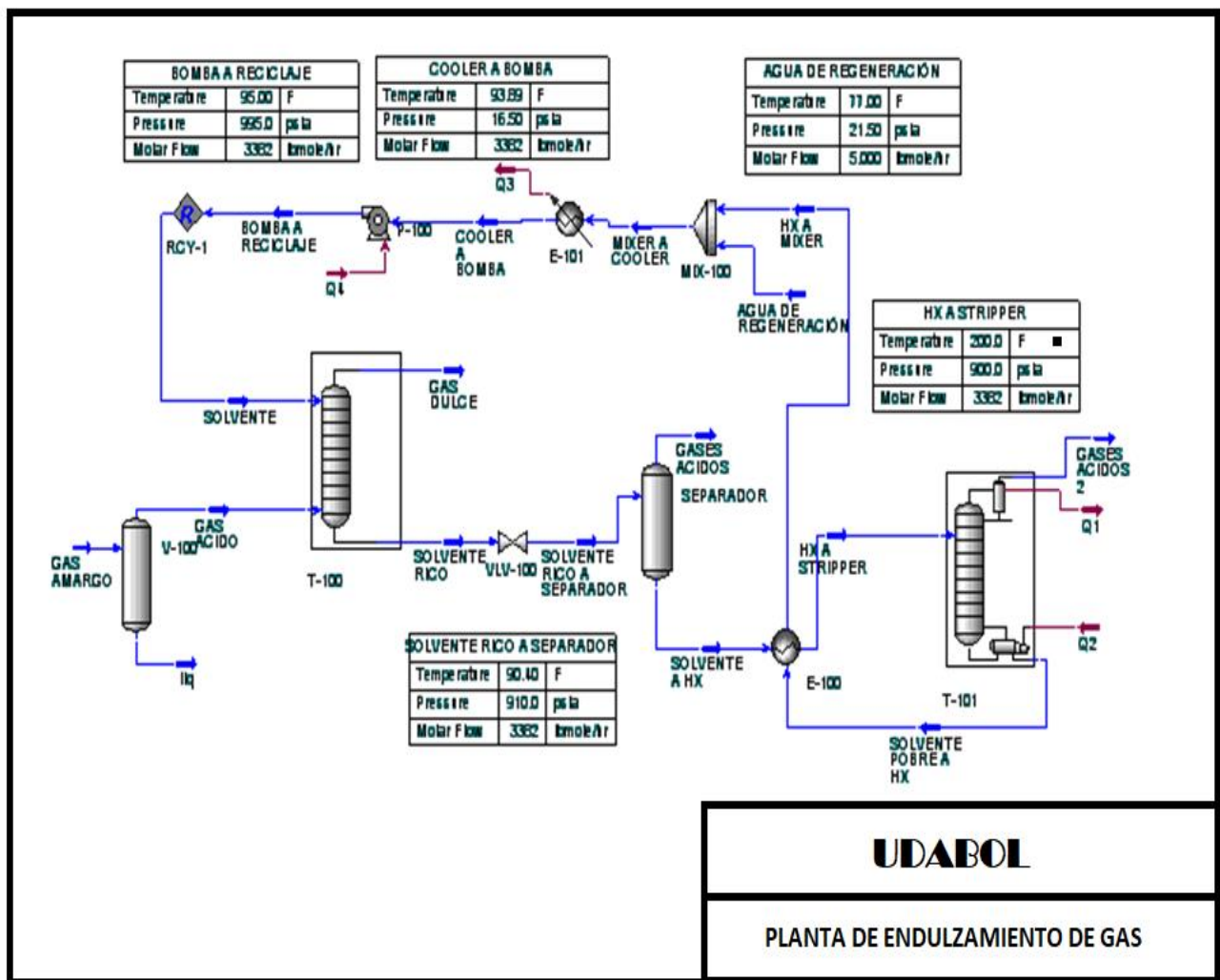
Column temperature:

- Stage: Condenser
- Spec Value: 179.6 °F

Column Duty:

- Stage: Reboiler
- Spec Value: 1.6e7 [BTU/hr]

b. Capturas de imagen de la planta simulada



UDABOL

PLANTA DE ENDULZAMIENTO DE GAS

Título: SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS DE TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL APLICANDO EL SOFTWARE HYSYS PLANT

Autor: Henry Colque Sánchez



5. CONCLUSIONES

Mediante el programa Aspen Hysys se pudo demostrar el funcionamiento de una planta de Gas Natural al simular los procesos de tratamiento del gas natural utilizando los datos de plantas para determinar sus propiedades de operación y resultados que se obtuvo.

6. BIBLIOGRAFÍA

<https://www.studocu.com/bo/document/universidad-autonoma-gabriel-rene-moreno/ing-petrolera/baterias-de-separacion-y-conceptos/25734089#:~:text=Los%20separadores%20son%20dispositivos%20mec%C3%A1nicos,direcci%C3%B3n%20y%20de%20velocidad%20s%C3%BAbita.>

https://www.usfx.bo/nueva/vicerrectorado/citas/TECNOLOGICAS_20/Ingenieria%20de%20Petroleo%20y%20Gas/TL98.pdf

https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/24525/1/FICT_M%C3%A9todos%20de%20Deshidratacion%20de%20Gas%20Natural.pdf

<https://es.scribd.com/document/384502503/Introduccion-al-Proceso-del-Gas-Natural>