



CONTROL ANALÍTICO DE UNA PLANTA DE AMINAS Y SU RELACIÓN CON LA VARIABLES OPERATIVAS

Matilde Iommi
Transportadora de Gas del Sur

Abstract

Complementando el trabajo que TGS presenta sobre la historia operativa de la planta del Complejo Cerri (Tratamiento de gas etano con amina primaria, monoetanolamina) se discuten cada uno de los controles analíticos y se los relaciona con la operación de la planta.

Básicamente se destaca la importancia, analizando la frecuencia necesaria en cada uno de los siguientes controles:

- Naturaleza del gas a tratar: composición total
- Concentración de CO₂ y sulfhídrico en el gas a tratar
- Concentración de la amina
- Relación molar de la amina rica y de la amina pobre
- Contenido y caracterización de sólidos en la solución de aminas
- Contenido de hierro y otros metales
- Presencia de hidrocarburos pesados en fase líquida en el gas a tratar
- Productos de degradación
- Niveles de corrosión. Puntos convenientes de seguimiento
- Espuma : tendencia , altura y tiempo de rotura
- Sales estables
- Calidad del agua de dilución de la amina
- Contenido de hidrocarburos en el CO₂ liberado (La planta de TGS en Complejo Cerri comercializa esa corriente)

En todos los casos donde sea pertinente se tratan las diferencias de enfoque de estos controles en condiciones distintas tanto de diseño de planta como de variación de condiciones : Por ejemplo , cuando se procesa con otro tipo de aminas (terciarias formuladas) o bien cuando la situación de las condiciones de entrada es muy variable tanto en caudal como en contenido de gas ácido u otros casos.

Como conclusión de la experiencia de nuestra planta y de información recabada de otras instalaciones , creemos que se debe adecuar un programa de control que incluya lo necesario y por lo tanto efectivo, no abundando en cantidad de datos que no sean útiles o procesables. Además esta programa no debe ser rígido pues debe estar atento a los cambios en la operación que impongan en el mismo modificaciones tanto de frecuencias como de contenidos.



Desarrollo

Naturaleza del gas a tratar: la mención de este punto es por la experiencia de contar con una planta de tratamiento con aminas de etano de alta pureza y sus diferencias con el gas natural en lo referente a los problemas normales que presenta una planta de descarbonatación. En un enfoque preliminar se tiende a pensar que tratándose de un producto con mínima cantidad de propano y normalmente con cero de hidrocarburos superiores y además con la consecuente ausencia de contaminantes que están presentes normalmente cuando se trata de un gas proveniente de pozos cercanos, no se deberían tener problemas de espumación ni de corrosión importantes. Esta fue una conclusión preliminar de parte de los tecnólogos de la instalación del Complejo Cerri en los años 80. Pero esa no fue la realidad en lo referente al tema de espuma. Este ha sido el principal problema de nuestra instalación y se ha concluido con los mismos cuidados (no planteados en el diseño) que se tienen con el gas natural. Cabe señalar al respecto que la planta contaba con un filtro de partículas para solo el 10 % de la solución circulante, el filtro de carbón para el 3%, no había filtro coalescedor en la entrada y las mediciones de presión diferencial de torres también fueron agregadas posteriormente.

En primer lugar, señalamos la diferencia de comportamiento con respecto a la formación de espuma. El etano tiene una tendencia mayor a formarla que el gas natural, esto no solo se ha comprobado en planta sino que se ha corroborado en experiencias pilotos (referencia (1) de la bibliografía). Un contenido bajo de metanol, por ejemplo, incrementa la espuma si bien puede no ser la causa de iniciación de la misma. Es decir, por un lado la propia naturaleza del gas a tratar unida a una contaminación bastante común (metanol) caracterizan un gas con problemas similares o superiores al gas natural.

Presencia de hidrocarburos pesados en fase líquida en el gas a tratar: Si bien en los diseños actuales es normal colocar un filtro coalescedor que evite esta presencia en fase líquida de estos compuestos, al estar en fase gaseosa, se debe evitar en la torre de contacto su condensación controlando las temperaturas de entrada de gas respecto de la temperatura de entrada de amina (ésta debe mantenerse unos grados por encima).

Como sabemos estos compuestos pueden actuar favorablemente en la estabilización de espuma, por lo que no se puede descartar, en la medida de tener eventos de esa índole que se hayan incorporado al proceso. Una forma de detectar ese problema es la falta de repetibilidad de pentanos, hexanos y superiores en los valores de la cromatografía, si bien hay que descartar previamente que esa falta de repetibilidad no haya sido causado por problemas de muestreo.

Contenido de CO₂ y SH₂: la decisión sobre el tipo de amina a utilizar es claramente función de la presencia de estos gases en la composición de entrada y de las exigencias requeridas para el gas de salida. Es indispensable contar con un analizador continuo para ambas corrientes. Normalmente se implementan con calibración automática, pero es aconsejable testear el analizador mensualmente, observando la estabilidad de la señal del detector, comparando con análisis anteriores y también verificar que no existan desplazamientos que pueden distorsionar valores.

Cuando la especificación del gas e salida es menor a 0,01 % molar (100ppmv) es necesario contar con un equipo adicional (lo clásico es un infrarrojo), dado que la por cromatógrafos con detectores de conductividad térmica no tienen un límite inferior de detección adecuado para ese nivel. Esto hace posible, con un mínimo control de laboratorio, como veremos mas adelante, el ajuste de caudales de amina ante cambios sensibles en el contenido de gas ácido en la entrada.



Concentración de la solución de amina: esta variará con las condiciones de la torre destiladora y de la torre de contacto. Normalmente de acuerdo a las condiciones de diseño se mantiene, en la destiladora, una temperatura de fondo de 120-122 °C, pero el enfriamiento de cabeza y producción de reflujo, si se lleva a cabo por fin fanes, hace variar el contenido de agua del gas carbónico efluente por la cabeza y por lo tanto variará la necesidad de agua de reposición en cierta medida. Lo mismo ocurre con las condiciones de equilibrio de la torre de contacto (P y T). Obviamente, si el arranque de fin fanes se automatiza y además se tienen motores con variadores de velocidad esto se minimiza, siempre que no hubieren condiciones marginales de temperatura ambiente. Por lo tanto, la concentración de la amina resulta de necesidad de medición diaria. La máxima concentración de la amina se fija de acuerdo a su corrosividad y una vez definidas las condiciones el flujo calefactor para regenerarla, no resulta posible excederla en forma importante sin perjudicar el nivel de regeneración, es decir la cantidad de CO₂ remanente aumentará y por lo tanto la capacidad de extracción de gas ácido se verá reducida. Esa concentración máxima está en el orden del 15% en el caso de MEA y del 30 % en el caso de DEA y en aminas formuladas en base a MDEA hasta un 50 %. En el caso de estas últimas es importante aclarar que debemos pensar en un mínimo de concentración ya que la tendencia a espumar aumenta considerablemente por debajo del 30% siendo muy marcado alrededor de 20 %. Se remarca este concepto porque si la concentración del CO₂ baja considerablemente en la entrada se podría considerar el uso de bajas concentraciones.

Relación molar [moles CO₂/mol amina] : en la amina pobre esta relación será del orden de 0,02 o 0,03 en el caso de aminas formuladas y en el caso de monoetanolamina en el orden de 0,08 a 0,12 dependiendo de la concentración usada. La diferencia es importante. El contenido de CO₂ en la amina pobre es aconsejable mantenerlo lo mas bajo posible, dado que normalmente los materiales usados del lado de la amina “libre de CO₂” no son inoxidable y la corrosión no esta ausente. En la amina rica el máximo de CO₂ está vinculado con dos temas relacionados entre sí. En primer lugar, la capacidad de reacción de la amina con el CO₂ para evitar que los valores de carbónico en el gas de salida sean superiores a la especificación, pero además, con la necesidad de evitar el alto poder corrosivo que representa una solución de amina con carbónico en exceso del nivel que la solución puede retener. Está comprobado que la liberación del CO₂ provoca fuertes incrementos en los valores de mpy registrados. Esta liberación puede comenzar a temperaturas bastante inferiores a la de regeneración (aproximadamente a los 95 °C).

En el caso de las aminas primarias (MEA) esa relación se aconseja mantenerla por debajo de 0,35, si bien la estequiometría permite una relación de hasta 0,5. En nuestra experiencia, podemos afirmar haber tenido en situaciones no prolongadas relaciones de hasta 0,5 sin haber tenido salidas de especificación respecto al contenido de CO₂ de salida, pero obviamente, el peligro de la corrosividad estaba presente en la medida en que la temperatura de la amina rica aumenta a través de los intercambiadores amina – amina.

En el caso de las aminas formuladas en base a MDEA, se usan relaciones de hasta 0,45 ó 0,50. Si bien la corrosividad de estas soluciones parece ser menor, la característica de la reacción con el CO₂ es muy diferente, siendo indirecta, no tan fuerte como la que se produce con amina primaria y se comprueba que parte del carbónico se encuentra absorbido y no reaccionado. La forma de verificar que esto es así, es que si se observa la composición del gas de salida del tanque de expansión existe un porcentaje de carbónico (la fuerte disminución de presión produce la liberación de una parte del CO₂, dependiendo esto de las condiciones de presión y temperatura de ese recipiente); este contenido esta completamente ausente en los tratamientos con MEA, y solo se evidencia la presencia de gas ácido en esa corriente cuando se supera el 0,45 de relación molar.



Respecto del control químico, esta relación no es necesario realizarla diariamente si están adecuadamente controladas las condiciones de la torre regeneradora y se controla la concentración diariamente.

En este punto es conveniente detallar la eficacia de realizar un balance, de frecuencia diaria, o cuando las condiciones de caudal o contenido de gas ácido en la entrada sufran variaciones sensibles.

Representamos el balance alrededor de la torre de contacto:

$$Q_e * (\%CO_2)_e + Q_a * (\%CO_2)_{ap} = Q_s(\%CO_2)_s + Q_a * (\%CO_2)_{ar}$$

Q_e : caudal de gas de entrada en stdm³/hora

$(\%CO_2)_e$: porcentaje de CO₂ en el gas de entrada

$(\%CO_2)_s$: idem en la salida

Q_a : caudal de amina en m³/h

$(\%CO_2)_{ap}$: porcentaje de CO₂ en amina pobre

$(\%CO_2)_{ar}$: idem en amina rica

Desarrollamos el balance en moles para obtener las variables en las unidades que nos interesan:

23,63 litros /molkg es el volumen ocupado por cada mol en condiciones standard (15 °C y 1,02 atm).

El porcentaje molar es igual al % en volumen en condiciones standard

D_a : densidad de la amina en Kg/m³

P_{Ma} : peso molecular de la amina en kg/molkg

R_{Mr} : relación molar de la amina rica [moles de CO₂/ mol amina]

R_{Mp} : idem de la amina pobre

$(\%a)$: concentración de amina en kg/kg solución

El balance expresado con las mediciones que normalmente se tienen en planta será:

$$\{0,01[(\%CO_2)_e * Q_e] - 0,01[(\%CO_2)_s * Q_s]\} [m^3/h] * \{1/23,63\} [molkg/m^3] =$$

$$Q_a [m^3/h] * (\%a) [kg/100kg] * 0,01 * D_a [Kg/m^3] * (1/P_{Ma}) [molkg/kg] * \{R_{Mr} - R_{Mp}\}$$

De las variables contenidas en este balance, los tres caudales son registrados, también los contenidos de CO₂ en los gases, la densidad de la amina si bien varía con la concentración (variable que se recomienda medir diariamente) no es muy sensible a este balance en los valores de fluctuación operativa y es posible tomarla constante y por último, la relación molar de la amina pobre, si las condiciones de torre regeneradora no cambian sensiblemente es posible también tomarla constante. Por lo tanto esta ecuación es útil para estimar, fijando un máximo operativo de relación molar en la amina rica (de acuerdo a la experiencia de cada planta), qué caudal de amina es necesario circular para lograr esa relación. O, de otra forma, calcular qué relación estoy teniendo en la amina rica para el caudal medido de amina y la concentración del día. Esto es particularmente útil si los contenidos de CO₂ en la entrada cambian, o si cambia el caudal de gas a tratar.

En nuestra experiencia este balance nos ha detectado errores de medición de caudales tanto de gas como de amina, ya que en los días en que se realiza la relación molar en la rica, en la pobre y se



mide la concentración esa igualdad debe cumplirse con un error menor, en nuestra experiencia, al 2% .

En los casos de observar un contenido de CO₂ en la salida superior al especificado , si se calcula como variable dependiente la relación molar de la amina rica , seguramente nos encontraremos con un valor superior al normal en la medida que no haya habido otros cambios de atención en la planta. En otras palabras, si no se observan problemas de control de variables operativas (temperaturas, presiones , diferenciales de presión etc.) y se tiene por cierto que la amina esta “sana”, podemos ajustar la planta ante variaciones en su demanda con este balance.

La frecuencia de medición de ambas relaciones molares es normalmente bisemanal. Por supuesto debe realizarse en cualquier momento en que haya dudas sobre cualquiera de las otras variables.

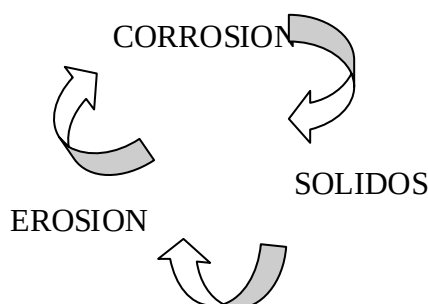
Respecto de la medición analítica del contenido de CO₂ en las aminas, lo mas común es realizarla en laboratorio si bien es posible medirlo en línea por cromatografía, entendemos que los equipos hasta ahora disponibles no han tenido buena repetibilidad, quizás por problemas de muestreo pero, además, es posible que no se ha mejorado y extendido su uso porque realmente no hace falta un monitoreo continuo de esa variable

Contenido y caracterización de sólidos en la solución de amina: mucho se ha escrito sobre la influencia de su presencia en relación a la tendencia a la formación de espuma y a su estabilidad. Creemos que en realidad la convergencia de mas de un factor produce el inicio de la espuma y hay factores estabilizantes y los sólidos finos juegan un papel importante en este tema . Por esa razón, después de haber medido la cantidad de sólidos suspendidos en ppm durante mucho tiempo , concluimos que la manera mas eficaz de controlar la limpieza de la solución y de caracterizar los sólidos era el control por microscopio. Esto nos informa además sobre la eficiencia de los filtros sobre todo ante cambios de marca de elementos.

La presencia de sólidos en la solución es debida a la incorporación a la misma desde el gas de entrada y principalmente a la producción de los mismos dentro del circuito debido a los fenómenos relacionados de corrosion-erosión.

La frecuencia de controles no la relacionamos con presiones diferenciales sino que la usamos preventivamente para hacer cambios de elementos. Tomamos como base de conformidad un código 12/10 y objetamos con 20 los elementos filtrantes (norma ISO 4406, fue desarrollada por Pall para aceites pero es adaptable a soluciones acuosas). Aclaramos que , en nuestra experiencia, está comprobado que la sola presencia de sólidos no es causa de espuma.

Corrosión :El fenómeno lo podemos representar, en relación a los sólidos presentes, de la siguiente forma



Existe un nivel de corrosión normal digamos en el orden de 1 ó 2 mpy y se deposita en la superficie metálica una capa de magnetita que es normal y protege de ulterior ataque. Si esa capa es removida



por erosión el fenómeno es continuamente realimentado. Por esa razón estos puntos (sólidos, espuma, corrosión) están fuertemente interrelacionados.

La medición del nivel de corrosión se realiza con un corrosómetro Rorhback que mide resistencia y que se conecta a sensores ubicados en los puntos de mayor vulnerabilidad. Como la resistencia es función de la temperatura , en realidad las probetas sensoras tienen un elemento protegido y otro expuesto a la solución de igual aleación que la del punto de control , de modo de medir la relación de resistencias e independizar la medida de la temperatura de la solución. De esta forma se logran medidas comparativas que se almacenan en un software para calcular luego los mpy resultantes.

Los puntos medidos son :

- Salida del tanque de expansión
- Salida del primer intercambiador MEA-MEA
- Salida del segundo intercambiador MEA-MEA
- Liquidados en cada uno de los rebullidores
- Vapores en cada uno de los rebullidores
- Reflujo de la torre descarbonatadora
- Cabeza de torre descarbonatadora
- MEA pobre antes del enfriamiento por fin fanes

Se inició el control en forma semanal de todos los puntos , despues de varios años tenemos mediciones suficientes y conclusiones de las variaciones que sufre la corrosión con la temperatura de la solución de MEA rica (la salida del intercambiador mas caliente aumenta de 1-2 mpy a 5-7 si la temperatura supera los 95 °C). En este momento las mediciones se realizan mensualmente y de acuerdo con el nivel de corrosión , alguno de los sensores se reemplazaron por otros mas sensibles , dado que los muy bajos niveles hacían posible mediciones mas precisas con igual duración de los mismos. Los puntos de mayor corrosión son el reflujo de torre descarbonatadora y salida del intercambiador mas caliente.

La corrosión no ha sido un problema importante en nuestra instalación, además del seguimiento explicado , se han realizado varias inspecciones de equipos y la mayor afectación se produjo en los platos de la torre descarbonatadora sobre todo el de alimentación. Despues de 18 años de operación se cambiaron por corrosión tres platos de la torre (alimentación y los dos siguientes hacia el fondo) . Sí es importante señalar que los puntos de turbulencia de flujo son afectados particularmente a pesar de tener valores bajos de corrosión generalizada. Las válvulas reguladoras, sobre todo cuando las diferenciales son pronunciadas, las retenciones, los impulsores de bombas etc es esperable que sufran en particular.

Contenido de hierro y otros metales: Es aconsejable la medición de hierro disuelto , que es el que indica la corrosión con una frecuencia mensual como forma de corroborar las medidas de los sensores en promedio. También es conveniente medir el hierro total ya que la mayoría de los sólidos presentes tienen ese origen. Con menor frecuencia , una vez por año , realizar la medida de otros metales, por ejemplo cromo y níquel.

Espuma: Este es el punto mas discutido , menos entendido, mas “artesanal” de un área de aminas. En primer lugar , la medición por el método clásico de laboratorio, es decir , con probeta , dispensor normalizado y flujo medido con rotámetro de calidad , con las condiciones operativas del método, no ha sido útil nunca para representar la situación real de la planta. Sí ha servido positivamente para la evaluación preoperacional de un antiespumante.



La reproducción del fenómeno debería hacerse en condiciones de presión y temperatura similares, tal como la cita bibliográfica (1) describe. Además es importante el tiempo necesario para generarla. Las determinaciones normalizadas prevén sólo unos minutos de permanencia del flujo de gas para medir la altura y la estabilidad o tiempo de rotura. Pero es interesante experimentar con tiempos mucho más largos que pueden reproducir los ciclos de tiempo en los cuales el aumento de altura de la misma provocan las elevaciones bruscas de presión diferencial y el consecuente arrastre y pérdida de amina. Estos ciclos en nuestra instalación han llegado a ser tan cortos como 10 minutos y tan largos como ocho horas. Estas experiencias, con la técnica normal de medición de altura modificando el tiempo de ejecución a varias horas, han demostrado ser más indicativas de la tendencia de la solución.

Obviamente estamos trabajando con un sistema espumoso en forma normal. El problema, entonces, consiste en ubicar los factores que cambian bruscamente la altura y/o la estabilidad de la espuma y que, entonces, superan los factores con los cuales se diseñaron las unidades de contacto y de destilación.

Así visto el problema, el uso de un antiespumante debería ser siempre circunstancial hasta superar la causa de cambio de condiciones de espumación. La realidad nos dice que hay plantas que usan antiespuma en forma continua, otras esporádicamente y otras que casi nunca tuvieron necesidad de dosificarlo. Aún en plantas muy similares, tratando el mismo gas, usando la misma amina, con caudales parecidos la situación es distinta. De cualquier forma, es obvio decir que es un fenómeno muy complejo y podemos pensar que si unas pocas ppm de un antiespumante es capaz de cambiar la situación, es posible pensar que cantidades también muy pequeñas y a veces ni detectables ni bien identificables pueden producir el fenómeno. Los estudios realizados en Universidad de Calgary parecen confirmar a los ácidos carboxílicos como uno de los compuestos iniciadores. Las posibilidades analíticas de un laboratorio de planta no contemplan la búsqueda de este tipo de compuestos minoritarios presentes y entonces se recurre a laboratorios externos, normalmente asociados con los proveedores de los solventes para controlar la solución respecto de esos contaminantes.

En nuestro caso, tenemos registradas situaciones en las que, usando los laboratorios mejor equipados de proveedores y sin detectar ninguno de los contaminantes esperables, se producía el fenómeno de espumación en forma de ciclos y este problema en ocasiones duraba varios días. Por esa razón, es conveniente además relacionar el fenómeno con la naturaleza del gas como se dijo antes, con la cantidad de CO₂ presente, con las concentraciones de la amina e incluso con las variables controladas en planta. Después de haber acondicionado nuestro proceso, adaptándolo a diseños actuales, incluyendo filtros totales, coalescedores en la entrada etc, estamos dosificando antiespuma a base de poliglicoles en forma continua, tratando de disminuir paulatinamente la dosis. Los antiespumantes a base de poliglicoles son menos críticos por sobredosificación, que los basados en siliconas (con los cuales se invierte el efecto), además de ser más estables.

Sales estables: las más comunes son acetatos, formiatos, oxalatos tiocianatos, tiosulfatos, sulfatos y cloruros. Su reacción con las aminas producen degradación de la misma disminuyendo su capacidad, pero además son compuestos que pueden promover la espuma y la corrosión. El análisis de presencia de estas sales o de los compuestos derivados no es necesario hacerlo en forma planificada. Si la operación muestra valores normales de endulzamiento con las mismas relaciones de caudal de amina versus concentración y contenido de CO₂ (balance indicado) y no hay eventos de espuma, no hay motivos para pensar en la presencia de cantidades molestas de sales estables. En el caso de los cloruros, se agrega el problema de su acción corrosiva sobre los inoxidables si esta presente en más de 200ppm.



Calidad del agua de reposición: la presencia de sales en el agua de reposición puede ocasionar alguno de los problemas mencionados. Los sulfatos y los cloruros son dos sales comunes en las aguas de distintas fuentes. Dependiendo de la reactividad de amina pueden complicar la solución, formando sales estables. Por lo tanto, el agua de reposición debe contener la menor cantidad de sales posibles y, en consecuencia, debe tratarse. En general una caracterización preliminar del agua a tratar es suficiente para especificar un tratamiento adecuado. Pero caracterizar el agua, si proviene de fuente natural implica realizar varios análisis durante un tiempo, dependiendo de la fuente, para evitar desvíos del tratamiento. Un agua de pozo puede variar mucho estacionalmente dependiendo de la zona. Una vez establecido el tratamiento, la conductividad medida en línea es suficiente.

Contenido de hidrocarburos en el CO₂ liberado: TGS comercializa la corriente de CO₂. La planta que lo procesa exige una máxima concentración de hidrocarburos de 2,7 % molar que, en nuestro caso, principalmente es etano. Cada tipo de solución y cada concentración de amina tienen un valor de solubilidad de hidrocarburos en las condiciones de presión y temperatura del tanque de expansión, pero las diferencias no son muy importantes, casi todas muy semejantes a la disolución en agua, si bien la MDEA es la de mayor poder de disolución.

Para mantener la especificación de hidrocarburos máximos en el CO₂, se debe trabajar con relaciones molares que no bajen de un mínimo ya que el porcentaje de hidrocarburos va a depender de la cantidad disuelta en el caudal de amina que se liberará en el tope de la torre destiladora con el CO₂. Dicho de otra forma la relación entre la cantidad de CO₂ que se extrae y la cantidad de amina circulante determinan esa composición. Si circulamos un caudal excesivo de amina en relación al carbónico entrante, a lo que es lo mismo, una relación molar muy baja (0,18 /0,20) la cantidad de hidrocarburos superará lo especificado.

Existe instalado un medidor infrarrojo continuo que detecta el total de hidrocarburos y además mensualmente se realiza un análisis cromatográfico para control del mismo y discriminación de los hidrocarburos, pero como se explicó, el control de las variables de planta (caudal, % de CO₂ de entrada y presión del tanque de expansión en mucho menor medida) son suficientes para controlar el producto.

Tal como vemos los requerimientos de control y teniendo en cuenta que casi todos estamos involucrados en las normas ISO 9000, donde el no cumplimiento de una frecuencia establecida en el sistema de calidad involucra una “no conformidad” debemos incorporar al sistema de gestión de calidad una mínima cantidad de variables con frecuencia fija de control de modo de tener posibilidades de manejar el resto realmente en función de los cambios operativos que impongan realizar algunas determinaciones en forma no programada. En nuestro caso la concentración de amina está incorporada y la cromatografía de línea de ingreso al área de tratamiento.

Podemos además concluir que todas las variables que hemos presentado están sumamente relacionadas, y hemos visto que mantener las condiciones operativas controladas desde el punto de vista químico requiere un mínimo trabajo diario si la planta está estable en sus otras variables (perfiles de temperatura, presiones, presiones diferenciales etc.) y se cuenta con la medición en línea del gas de entrada y salida.



Bibliografía:

- (1) An Experimental Investigation into the foaming tendency of DEA gas sweetening solutions. McCarthy and Trebble- Alberta Natural Gas Co and University of Calgary, Canada
- (2) Analysis of Foaming Mechanism- Pauley and Hashemi- Pall Corporation
- (3) Solubility Of Hydrocarbons in amine solutions- Jou, Otto and Mather- Dept of Chemical Eng, Alberta , Canada-