



Eliminación de gases ácidos de una corriente de etano

Por Matilde Iommi, Transportadora de Gas del Sur

Con el fin de cumplir con contenidos máximos de CO_2 en una corriente de etano con Mea (monoetanolamina) y además con un contenido máximo de hidrocarburos totales en la corriente de CO_2 –que es también un producto especificado para la venta– se resume en este trabajo la experiencia acumulada en dicho tratamiento. Se comentan los problemas operativos asociados a un tratamiento con aminas y se explica la decisión del cambio a soluciones especiales de aminas comparando su performance respecto de la monoetanolamina.

El trabajo que reproducimos “Eliminación de gases ácidos de una corriente de etano” fue presentado en las Primeras Jornadas sobre Tecnología de Tratamiento y Captación de Gas Natural que tuvieron lugar en la ciudad de Neuquén el pasado mes de noviembre.

La Figura 1 presenta el diagrama de flujo del área de tratamiento. Cabe destacar la situación relativa de la misma respecto del resto de la instalación:

El gas etano que alimenta la torre de contacto Etano-Mea proviene de la fase gaseosa de un condensador parcial, cuya fase líquida se constituye en el reflujo de la de la torre deetanizadora. Este gas etano (proveniente de una etapa de equilibrio) se sobrecalienta a expensas del subenfriamiento de una corriente de propano del circuito frigorífico existente; dado que la temperatura de equilibrio del propano de refrigeración se consigue con aerofriadores, es variable en un clima como el de nuestra zona, por lo que también resulta variable la temperatura de entrada de etano a la torre de contacto. Por otra parte, si bien desde el punto de vista de equilibrio es un gas que contiene hidrocarburos hasta C_3 (propano) normalmente, la presencia de algunos más pesados como C_4 (butano),

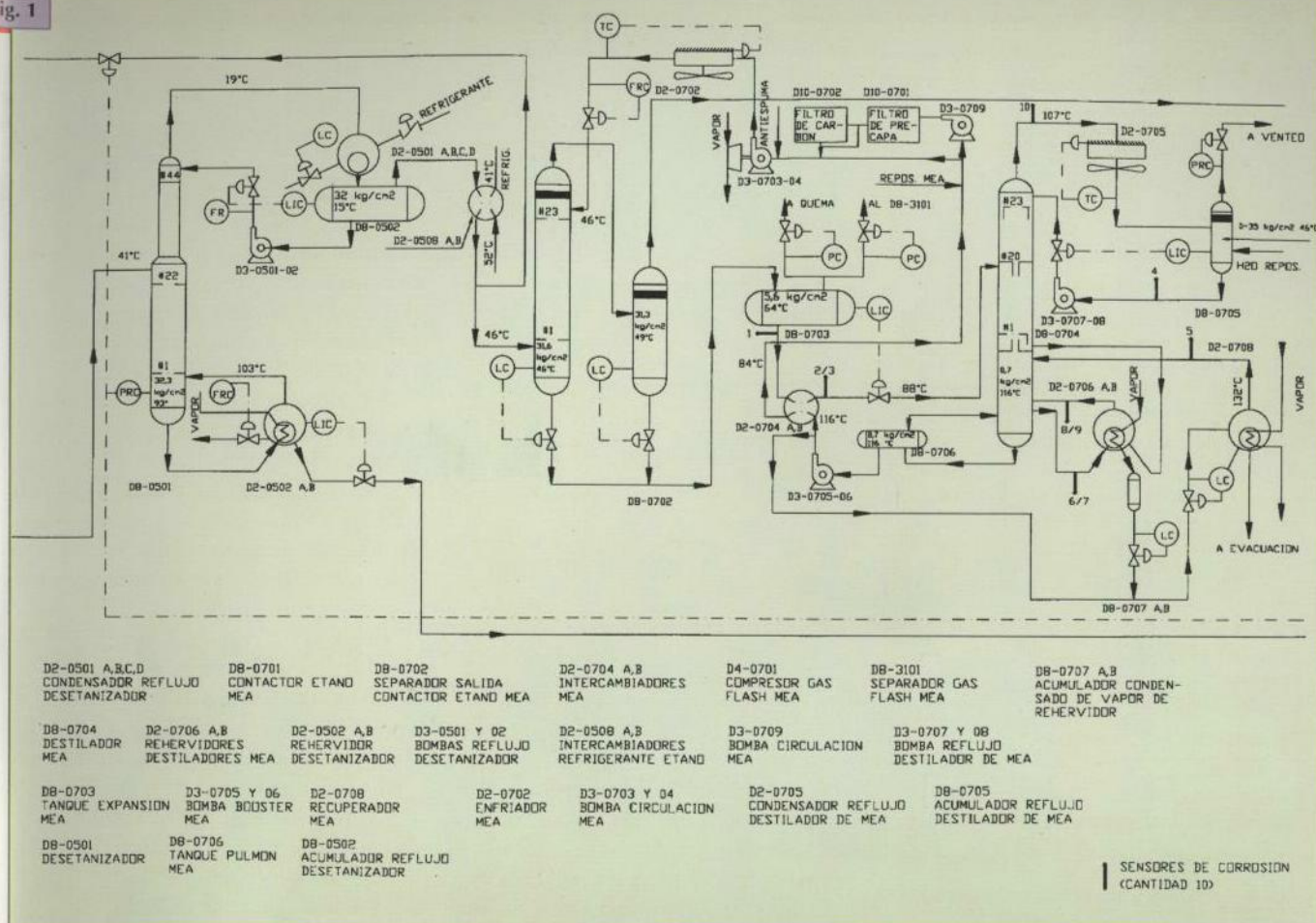
C_5 (pentano) y hasta C_6 (hexano) se da en forma no continua en contenidos muy pequeños (< 100 ppmv).

También debemos destacar que, como el tratamiento que se realiza es de un producto, la corriente que ingresa al mismo se puede considerar libre de partículas y contaminantes, ya que ha pasado por los filtros de entrada, y también por los tamices moleculares del área de deshidratación. Esta es una situación ventajosa si la comparamos con un tratamiento de gas natural.

La Tabla 1 muestra características actuales, máximas y mínimas de las corrientes involucradas y condiciones de proceso. Los valores de máximos y mínimos no son simultáneos; es decir, por ejemplo, el 22% de C_3 en el etano es un máximo histórico y no un valor que acompaña a los $44.300 \text{ sm}^3/\text{hora}$ de caudal.

Durante la operación de este tratamiento se fueron sucediendo cambios tanto en los objetivos como en las com-

Matilde Iommi,
es Ingeniera Química de la
Universidad Nacional del Sur.
Desarrolló actividades docentes
en dicha universidad en las áreas de
Análisis Matemático II y Química
General. Su actividad profesional
comenzó en Gas del Estado en 1974
ocupando diversas posiciones.
Actualmente se desempeña en
Transportadora de Gas del Sur como
Supervisora de Laboratorio del
Complejo Cerri en Bahía Blanca.



posiciones y condiciones operativas del mismo. Si bien las composiciones son variables, muchas veces en forma diaria, es posible establecer tres situaciones de funcionamiento: 1) Puesta en servicio con gasoducto Neuba I y Sur (con bajo contenido de CO_2) y venta de etano en especificaciones. 2) Venta de etano y de CO_2 en especificaciones, con los mismos gasoductos. 3) Venta de etano, CO_2 y procesamiento parcial del gasoducto Neuba II (con mayor contenido de CO_2).

La posibilidad de un aumento significativo en el caudal de etano y en su contenido de CO_2 , conduce a estudiar y definir el cambio de solvente.

Desarrollo

En el tratamiento con aminas la espumación y la corrosión son dos problemas típicos. El primero de ellos se relaciona normalmente con la presencia de hidrocarburos líquidos pesados, partículas sólidas finas, productos de degradación de la solución. El segundo, con las relaciones molares entre CO_2 y amina, velocidades de circulación y temperaturas de proceso.

En realidad, ambos problemas están

relacionados. Una mayor temperatura aumenta la velocidad de corrosión, al igual que un aumento en las velocidades de circulación. La corrosión introduce partículas en la corriente que, si no son eliminadas, realimentan el fenómeno de erosión-corrosión y, estas partículas, estabilizan la espuma y provocan los arrastres de la solución de aminas.

Por otra parte, la degradación de la solución produce compuestos corrosivos a la vez que su presencia puede espumar la solución. Todo esto trae como consecuencia consumos mucho mayores que los esperados, si los comparamos con los estimados en función de las presiones parciales y de la eficiencia de los rompenieblas instalados.

La situación de estos factores en nuestra instalación desde su puesta en servicio y hasta el presente la podemos resumir en lo siguiente:

Degradación

No se ha producido en niveles medibles. Todos los compuestos de degradación están relacionados con un color característico. La solución se ha mantenido traslúcida, algo opaca. Los productos de

degradación de aminas son consecuencia de la temperatura excesiva de regeneración (fondo de la regeneradora) que en nuestro caso nunca superó los 125°C . Obviamente, nos ha favorecido tener un nivel muy bajo de SH_2 (Tabla 1) resultando por lo tanto muy baja la posibilidad de formación de compuestos derivados que son peligrosos y corrosivos. Esto ha significado que la capacidad de la solución de aminas se ha mantenido bien, lo cual se ha comprobado en situaciones puntuales, donde la carga de planta ha estado muy alta, llegándose a la relación molar de 0,5, que es la estequiométrica de la reacción más posible entre el carbónico y la Mea, sin evidenciarse elevaciones del nivel de gas ácido en el etano, que normalmente está muy por debajo de la especificación (15-20 ppm de CO_2).

Las verificaciones analíticas de degradación, cualitativas y cuantitativas, se realizaron esporádicamente, con resultados negativos en todos los casos; es decir, más explícitamente, menores que los niveles mínimos detectables por los métodos analíticos empleados.

Estos análisis fueron orientados a los

Tabla 1

	Entrada Etano			Especificación	
	Máximo	Normal	Mínimo	Etano	Gas ácido
Caudal [sm ³ /h]	(*) 44300	34000	15000		
Temperatura [°C]	46	32	20		
Presión [Kpa]	3226	3226	3226		147,1 [mín]
C1 [%molar]	5	2.4	1		
CO ₂ [% molar]	(*) 12.0	4.0	2	0.008 [máx actual]	
C ₂ + [% molar]	balance	balance	balance		2.5 [máx]
C ₃ [% molar]	22	1.5	0.5		
SH ₂ [ppm peso]	60	20	6	5 [máx]	
Solución de amina					
[m ³ /hora]	180	130	70		
[% peso]	16	12	8		
Rmp	0,12	0,1	0,05		
Rmr	0,35	0,30	0,15		
Torre de absorción				Stripper	
[Kpa]		3236			216
Entrada Mea [°C]		50 a 65			
Entrada Gas [°C]		46			
Fondo [°C]		56-60			123
Cabeza [°C]					110
Alimentación [°C]					90

compuestos posibles de degradación de Mea publicados en bibliografía y en los niveles que podían provocar problemas.

Filtración

El filtro es de tierras de diatomeas y está diseñado para un 10 % de la solución, para mantener los sólidos en el nivel de 0,01 % en peso, de acuerdo con las indicaciones del tecnólogo en la puesta en marcha. Por otra parte, dicha recomendación actualmente establece un β de 5000 para partículas de 5 μ (β = N° partículas de 5 antes del filtro / N° de

partículas después). Este tipo de filtros es muy complicado operativamente, si bien cumple los requerimientos de tamaño de partícula. Las determinaciones realizadas en laboratorio nos lo han confirmado. La decisión en el diseño sobre el porcentaje derivado a filtración, obviamente, depende del aporte estimado tanto del gas de entrada como de la propia instalación.

Pero, en nuestra opinión, en los problemas derivados de la presencia de sólidos como estabilizadores de espuma se deben tener en cuenta las partículas

menores y la cantidad. De hecho, si una solución opaca pero translúcida como es nuestro caso, se filtra en 0,45 μ absolutos, la cantidad de partículas que se evidencian al microscopio aumenta considerablemente. La solución en este estado, con la presencia de trazas de hidrocarburos y/o algún otro contaminante, tiene problemas de espumación.

La naturaleza de los sólidos encontrada es óxido de hierro mayoritariamente, si bien cuando se realizan análisis de componentes aparece presencia de Cr (1,3 ppm), Ni (3 ppm), Si (4,19 ppm), por ejemplo. Cabe aclarar que nuestros valores de sólidos están entre 10 a 20 ppm.

El filtro de carbón activado está diseñado para el 2,5% de la solución. Es de suma importancia la calidad del carbón usado, del cual se debe conocer los tratamientos de fabricación. Es muy común encontrar carbones lavados con agua que contiene cloro o bien tratamientos con ácido fosfórico que están absolutamente contraindicados para el tratamiento con aminas.

Corrosión

Como se ve en el diagrama de flujo (Figura 1), nuestra instalación cuenta con 10 sensores de corrosión, en los cuales se realizan medidas en períodos regulares, a partir de las cuales se calculan los mpy (milésimas de pulgada por año) correspondientes en cada pun-



CHAUVCO RESOURCES (ARGENTINA) S.A.

***Una compañía Canadiense con excelencia profesional,
tecnología moderna y vocación exploratoria.***

***Busca petróleo y gas con capital de riesgo, generando
fuentes de trabajo y preservando el medio ambiente,
con fé en el futuro de la Argentina.***

► to. Además, se ha controlado el contenido de hierro en la solución (< 10 ppm, con un máximo de 20 ppm).

En el equipamiento y la tubería hay parte de acero inoxidable. La corrosión y la presencia de sólidos están íntimamente relacionados desde el momento en que las partículas producen el fenómeno de erosión-corrosión, sobre todo en zonas de alta turbulencia.

Nuestra experiencia es que, manteniendo la amina en valores de temperatura de regeneración limitada (limitando la concentración máxima de la solución) y, sobre todo, manteniendo la relación molar en la amina rica en un máximo de 0,35, la corrosión generalizada no fue en ningún período alta. Tuvo, sin embargo, variaciones significativas que se pueden resumir en lo siguiente:

1) La elevación de temperatura por encima de los 90°C en la amina rica que ingresa a la torre produjo elevaciones desde 2 mpy a 7-9 mpy y mucho mayores por encima de 95°C .

2) Se ha notado también un aumento bien marcado pero no alarmante, desde los niveles muy bajos de 2-3 mpy a 6-7 mpy con las velocidades de circulación ya que en nuestra instalación se experimentaron variaciones de caudal de etano importantes y variaciones del conte-

nido de carbónico, lo que implicó una circulación mucho mayor de amina (Tabla 1). Es importante señalar que esas variaciones en los niveles de corrosión se producen en zonas de acero inoxidable.

3) Los problemas más importantes han estado asociados a corrosión localizada, en puntos de alta turbulencia (impulsores de bombas, retenciones, válvulas de control de nivel).

La única zona de corrosión generalizada ha sido la de los platos de alimentación y subsiguiente de la torre regeneradora.

Espumación

Este ha sido el problema más importante en nuestra instalación. El origen de la misma se puede asociar tanto a la presencia de hidrocarburos líquidos de cualquier origen, como a ciertos productos contaminantes de la solución, aún cuando se encuentren en cantidades muy menores. La presencia de sólidos, no es, sin duda en nuestro caso, condición suficiente para provocarla. Hemos circulado la solución de amina, circunstancialmente, con filtro fuera de servicio, con altos valores de sólidos (suspensión de óxidos de hierro), sin que los problemas de espuma hubieran apareci-

do. En cambio, muy pequeñas cantidades de los componentes mencionados, en presencia de sólidos en niveles no mayores que el normalmente recomendado, ha provocado espumación y los consecuentes problemas de arrastres.

Estos, naturalmente, se manifiestan con un aumento de la diferencial en la torre de contacto. En realidad, la diferencial crece con mucha pendiente, de modo que los operadores detienen el proceso cortando el caudal de etano y/o de amina por unos pocos minutos y reponiendo la circulación muy lentamente. Estas situaciones se han dado, y se dan, en forma muy irregular. Existen períodos de 6 ó 7 meses sin problemas. Cuando la espumación comienza a manifestarse, su frecuencia de aparición aumenta hasta llegar, a veces, a producirse una o más veces por turno.

El agregado de antiespuma da un resultado parcial en los períodos de arrastres no muy frecuentes. El antiespuma usado es a base de aceite de siliconas, único con buenos resultados. Los basados en alcoholes de alto peso molecular, incrementan, en nuestro caso, en forma evidente la tendencia a la espuma. Esto es importante destacarlo, ya que un antiespumante puede dar resultados muy distintos con situaciones de

Fig. 2

Variación del Caudal de Mea $R_{mr}=0,35$; $R_{mp}=0,10$; %Mea=16

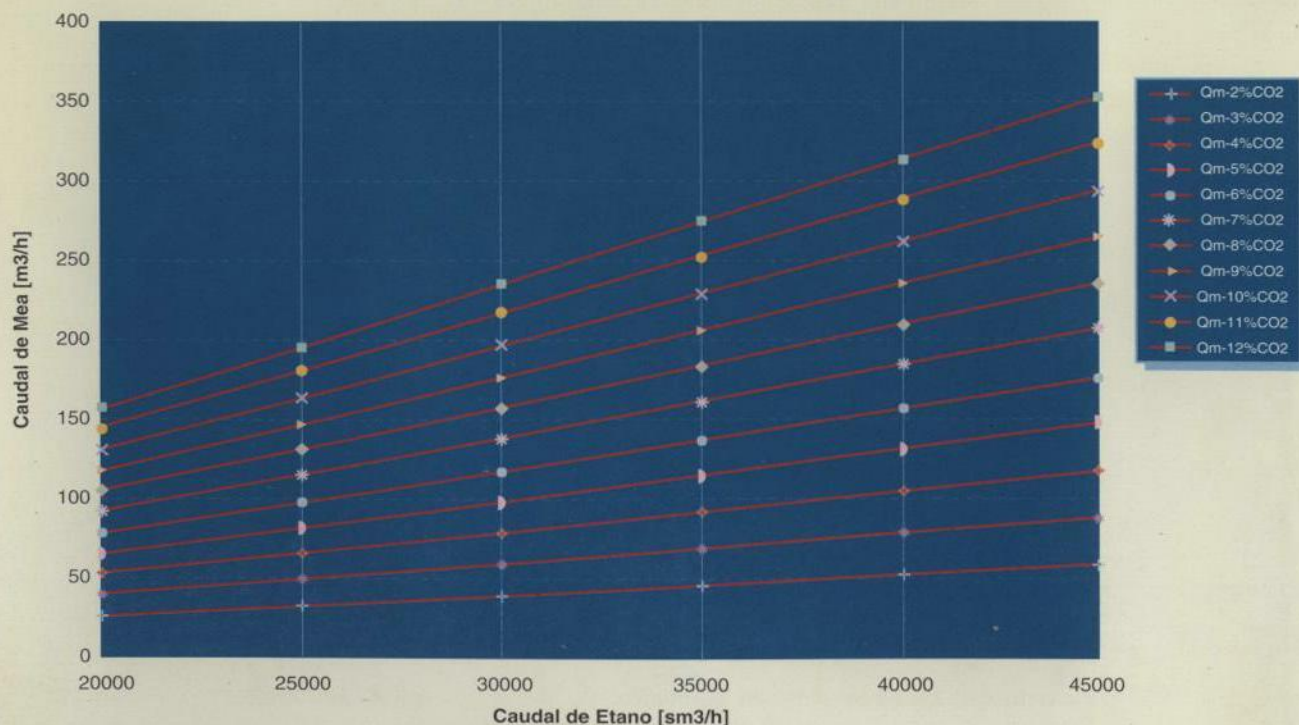
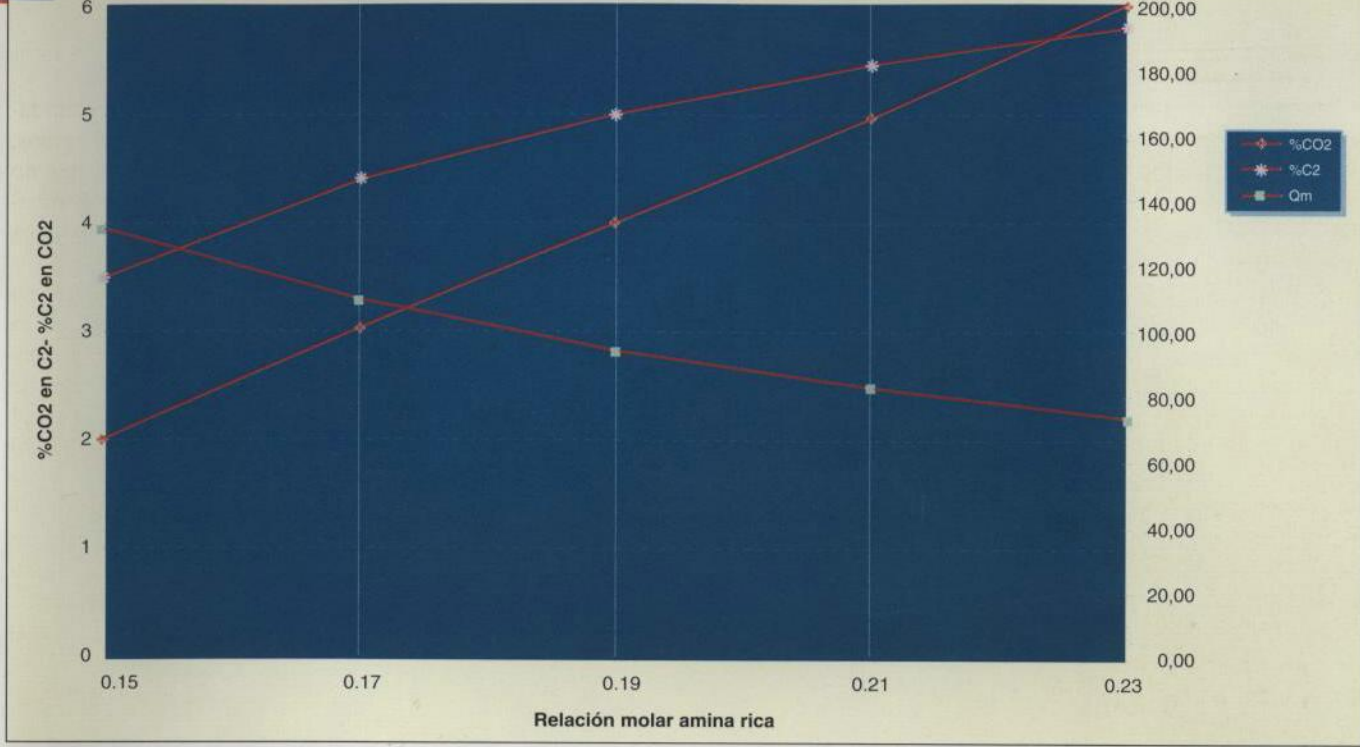


Fig. 3

Variación de contenido de C2 en el CO2 Etano=20000 [sm3/hora], 9%Mea



tratamiento similares. El agregado excesivo es contraproducente. Asimismo, se retiene en el filtro de carbón y es una de las causas de su rápida caída de rendimiento.

El uso del regenerador en los momentos de problemas también ha aliviado la situación, pero no ha solucionado el problema. El cambio total de la solución, o de una gran parte de ella es lo que, en general, resulta más eficaz.

Debemos destacar una situación particular, bien identificada, que provoca espumación por hidrocarburos líquidos.

A requerimiento del cliente, en varias oportunidades se aumentó el contenido de propano en el producto etano, llegando escalonadamente, hasta el 22% en peso. Obviamente, en esta con-

dición el producto no se sobrecalienta con el propano (Figura 1). Esto facilita la llegada de hidrocarburos líquidos, no necesariamente muy pesados ($C_4 \rightarrow C_6$), los cuales producen la espumación de la solución.

Con referencia a lo anterior, cabe decir que aún en situaciones normales de composición, la presencia de cantidades variables de C_4 y a veces C_5 , se ha detectado en el tanque de reflujo de regenerador. El cambio de agua, a partir de este recipiente, ha dado resultados satisfactorios en muchos casos, lo que además es beneficioso pues no se extrae la amina.

Los arrastres y consecuentes pérdidas de solución de amina estuvieron presentes desde el arranque de la uni-

dad, con caudales tan bajos como 20.000 sm^3/hora (el caudal de diseño es 37.000 sm^3/hora). No es posible asociar, en nuestro caso, este problema con caudales, presiones ni temperaturas del proceso, ya que los mismos se manifiestan en las mismas condiciones en las que, otras veces, no existe ningún tipo de anomalía. Por el contrario, los arrastres ocurren cuando la solución de aminas tiene una cierta antigüedad, después de un período con reposiciones muy bajas.

Cabe aclarar que se realizan ensayos de estabilidad y altura de espuma en laboratorio, pero no siempre se corresponden con los problemas de planta ya que han habido innumerables oportunidades en las que el ensayo no difería



La base de nuestro servicio está en nuestra refinería.

En SL contamos con nuestra propia refinería, ubicada en San Lorenzo, Santa Fe. Por eso, en las estaciones de servicio que forman nuestra red confiamos 100 % en nuestros productos. Porque controlamos desde la producción hasta la distribución de nuestros combustibles. Permittiéndonos estar siempre listos para brindar el mejor servicio.

**San LORENZO**
Siempre listos

► entre la solución en uso extraída del fondo del tanque de expansión, y una solución preparada con amina nueva, habiendo sin embargo problemas en planta.

La muestra extraída del separador superior de la torre contactora presenta espuma de poca altura pero mucha estabilidad. No ocurre lo mismo con la muestra obtenida del tanque de expansión.

Consumos de Monoetanolamina

En nuestra instalación el consumo promedio anual no está relacionado con el caudal tratado, sino con los problemas provocados por espumación. La mayor parte de la amina no se pierde aguas abajo, sino que se toma la decisión de renovar una gran parte, o de poner en servicio el recuperador de modo que esto se constituye en un consumo puntual grande que no depende del caudal procesado. Los promedios anuales dan entre 45 a 140 Kg/millón de sm^3 .

Una verificación aceptable de los niveles de consumos por arrastre de gotas en los rompenieblas y por la presión de vapor de la solución, se realiza rutinariamente en el área de deshidratación de etano, en el condensado de agua del regenerador, y en el glicol circulante. Estos consumos están en el orden de 10

a 50 Kg/millón de sm^3 , lo que indica, frente a los 45 a 140 Kg respectivos mencionados totales, que la parte mayoritaria es consumida por los cambios.

Evaluación rutinaria del tratamiento

Con los valores de variables operativas y analíticas del área se realiza un balance puntual diario de carbónico, cuyo resultado nos indica cualquier error posible en las mediciones de las mismas. Este balance se desarrolla alrededor de la torre de contacto y contiene, como variables, los caudales de Mea y de Etano, las concentraciones de las soluciones de aminas, la composición del etano, el contenido de CO_2 tanto en la amina rica como en la pobre; por lo tanto, un error de medición en cualquiera de ellas conduce a un cierre de balance deficiente y nos advierte del mismo. Esto ha sido útil en el seguimiento del área, pues además de lo apuntado nos sirve de cálculo del caudal necesario de circulación, para una determinada concentración de la solución de aminas, a fin de no superar una relación molar máxima en la solución rica. Se debe tener en cuenta que las variaciones de caudal tratado del gasoducto Neuba II, provocan variaciones

importantes en el porcentaje de CO_2 en el gas de entrada al tratamiento. Además los caudales de etano varían considerablemente acompañando la demanda del cliente.

El balance mencionado resulta en lo siguiente:

Qe: Caudal de etano, en $[\text{sm}^3/\text{hora}]$
 Qm: Caudal de amina, en $[\text{m}^3/\text{hora}]$
 Rmr (relación molar en la amina rica) en $[\text{moles de } \text{CO}_2 / \text{mol de amina}]$
 Rmp (ídem en la solución pobre)
 % CO_2 (porcentaje molar de CO_2 en el etano)
 %M (porcentaje en peso de la amina en la solución)

$$Qe \times \% \text{CO}_2 \times 0,002619 / [(Rmr - Rmp) \times \%M] = Qm$$

En la Figura 2 vemos la variación del caudal necesario de aminas, aceptando una relación máxima molar en la amina rica de 0,35 y de 0,10 en la pobre, límites estos resultantes de, en el caso de la rica, la consigna de no superar valores aceptables de corrosión, y en el caso de la pobre, por ser el nivel más bajo obtenible para una concentración del 16% en la solución de aminas, en las condiciones operativas de la planta, es decir, la mejor diferencia po-

Fig. 4

Variación del Caudal de Mea Rmr=0,50; Rmp=0,10; %Mea=16

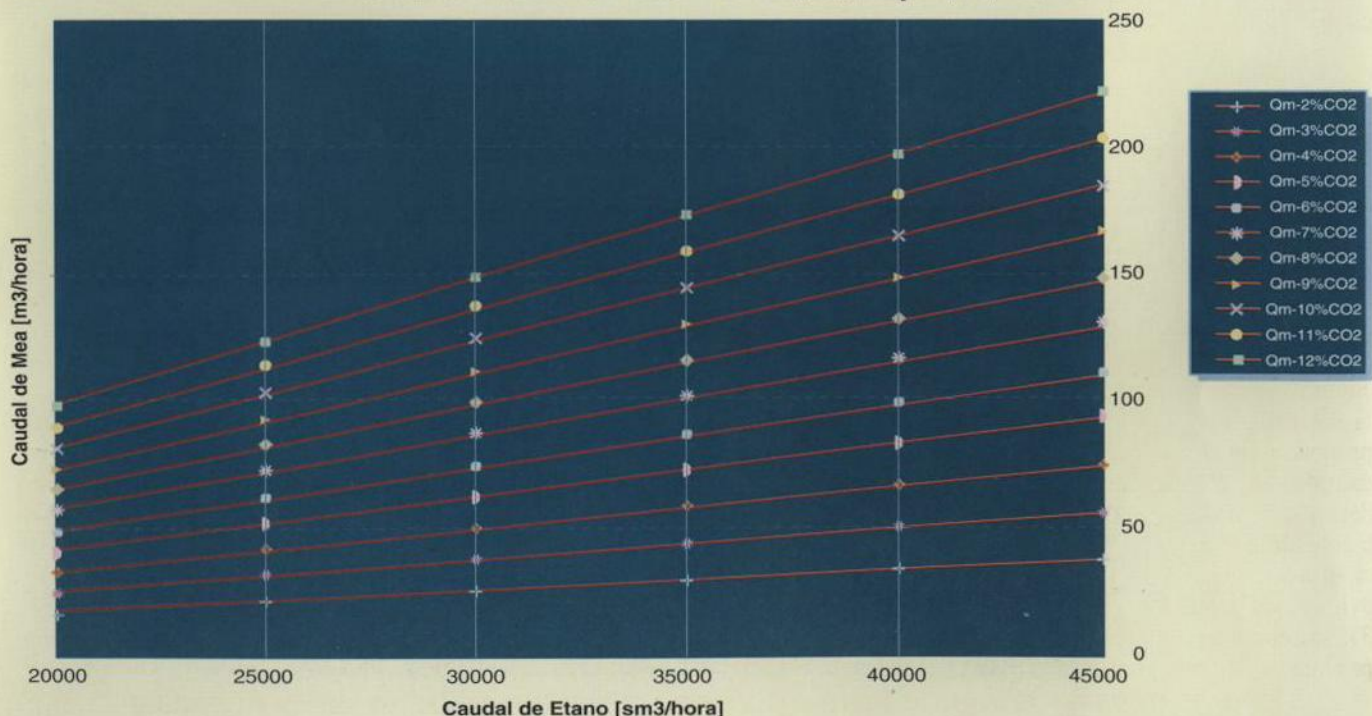


Tabla 2

	Mea	Amina Especial	Mea	Amina Especial
Condiciones de entrada				
Caudal etano m3/h	34000	34000	44300	44300
% CO2 /ppmSH2	4 / 60	4 / 60	12 / 60	12 / 60
% Solvente	15	30/50	15	50
Caudal solvente [m3/h]	167	100/41	652	129
Rmr	0,30	0,218/0,312	0,30	0,384
Rmp	0,15	0,015/0,01	0,15	0,015
Condiciones de salida				
CO2 en etano[ppmv]	80	30/30	80	25
SH2 en etano [ppmv]	0,15	0,05	0,10	0,1
C2+ en CO2 [ppmv]	20000	11000/6800	11000	4200
SH2 en CO2 [ppmv]			1300	500

sible, o capacidad real de la amina. Cabe aclarar que no se supera nunca los 125°C, en el fondo del stripper, siendo ésta, como se dijo anteriormente, una temperatura adecuada para no producir desmejoramiento de la solución, ensuciamiento importante en los rebullidores y corrosión.

Primera situación operativa

Durante la misma, nuestra consigna era tratamiento de la cantidad requerida por nuestro cliente, reinyección a gas residual del excedente, venteo a la atmósfera del gas ácido, y minimizar la relación molar y la circulación, es decir, manteniendo un caudal mínimo de circulación, se trabajó con concentraciones bajas de aminas (8 a 9%) y relaciones molares menores a 0,35.

Segunda situación operativa

Se inicia la venta de anhídrido carbónico debiéndose cumplir con un máximo de hidrocarburos totales en dicho producto (Tabla 1). La posibilidad de trabajar con relaciones molares muy bajas (0,20 o menos) en muchos períodos de trabajo operativo se ve restringida por la especificación de máximos hidrocarburos en el nuevo producto. La cantidad de hidrocarburos retenida por la solución de aminas es naturalmente proporcional al caudal circulado, y la cantidad final remanente en la amina depende de la presión y temperatura del tanque de expansión y de la concentración de la solución. Esta cantidad final evoluciona junto con el CO2 (Figura 3), saliendo de especificación como producto si se trabaja con una relación

molar muy baja. Se trabajó con la presión del tanque de expansión lo más baja posible. Su límite inferior lo fija el caudal de circulación de amina pues se depende de la diferencia de presión entre tanque y regenerador para circular.

Tercera situación operativa

Con el gasoducto Neuba II, comenzó en Cerri la posibilidad de procesar distintas fracciones de éste en distintos períodos del año. Comienza entonces a manifestarse en repetidas oportunidades la imposibilidad de tratar todo el gas posible de Neuba II y completar así la carga que aceptaba el área criogénica de nuestra instalación, ya que, debido al alto contenido de CO2 de ese gasoducto, la mezcla resultante no era posible tratarla con amina porque, aun con el máximo caudal posible de circulación no se lograba la relación molar conveniente (Figura 2). De modo que a partir de entonces, la cantidad tratada del gasoducto Neuba II estuvo limitada por esa condición.

Con la situación así planteada, y con la perspectiva de un mayor caudal a tratar, se comienzan a evaluar alternativas de aumento de capacidad.

Como se dijo anteriormente, siempre se limitó la relación molar máxima en 0,35 ya que era evidente el crecimiento de la corrosión, aun en acero inoxidable, en valores mayores.

Sin embargo, se evaluó la posibilidad de uso de un anticorrosivo para levantar la relación hasta un valor tal que no deteriorara la especificación de contenido de salida de CO2 en el etano. Esto realmente no nos daba mucho

margen y tenía, además, desventajas adicionales de complicar la situación del área con otros químicos, los cuales tienen antecedentes de provocar empeoramiento en la tendencia espumante de la solución (Figura 4).

Se consideró una alternativa de uso de membranas. La evaluación no fue ventajosa ya que la inversión era alta por el nivel de presión que tiene el etano a tratamiento y también presentaba desventajas en cuanto a la pérdida de etano y consecuente fuera de especificación del CO2 como producto.

Comenzamos entonces a evaluar la posibilidad de cambio de la solución por las llamadas aminas especiales teniendo como base la metildietanolamina, amina terciaria, cuyas propiedades permiten aumentar la capacidad del área sin adecuación de equipamiento.

La idea es conseguir las condiciones para, manteniendo las especificaciones referidas anteriormente, llevar el caudal de etano y el porcentaje de CO2 a los valores indicados (*) en la Tabla 1.

En realidad, si se requiere la eliminación casi total del CO2, la idea es recurrir a una mezcla a partir de la cual y manteniendo la capacidad de absorción de CO2 y SH2, se logre una performance superior en el stripping, ya que

- 1) La Mea reacciona fuertemente con el CO2, la Mdea no.
- 2) La Mea es de difícil regeneración (alto calor de reacción), mientras que la de la Mdea es muy fácil.

La Mea reacciona directamente con el CO2 formando ion carbonato; la reacción con la Mdea no es directa ya que no hay H libre sobre el átomo de N. Primero el CO2 se disuelve en agua para formar carbonato, siendo este un paso limitante de baja velocidad, y luego este carbonato reacciona con la amina vía reacción ácido-base. Por esa razón se usan aditivos para el mejoramiento de esa cinética.

La mezcla resulta entonces en una combinación de ambas ventajas. La disminución notable en la energía de regeneración hace también posible el uso de concentraciones muy superiores, a lo que se agrega el mayor nivel de eliminación de CO2 en la regeneración, resultando como se puede observar, una mayor diferencia entre las aminas rica y

Qe : Caudal de Etano en [sm³/hora]

Qm: Caudal de amina en [m³/hora]

Rmr: Relación molar en amina rica [moles de CO₂ /mol de amina]

Rmr: Relación molar en amina pobre [moles de CO₂ /mol de amina]

%M: porcentaje en peso de la solución de aminas

pobre, o sea mayor capacidad por unidad de volumen circulado.

Se indican en la Tabla 2 los valores por lograr. Es importante recalcar que, si bien con todas las aminas existe una cierta flexibilidad operativa, variando en un cierto rango, concentraciones y caudales, las mezclas con Mdea tienen mucho mayor rango de trabajo a lo que se agrega la composición de la mezcla como otro grado de libertad. En nuestro caso, con un caudal de aminas muy inferior al máximo posible de circulación, se logra un 20% de aumento en el caudal de etano y un 105% en la cantidad de CO₂.

Sintéticamente, las propiedades de las soluciones de Mdea, se pueden resumir en lo siguiente:

Las presiones de vapor de la Mdea son muy inferiores a la de Mea. Las pérdidas por evaporación se estiman 10 veces menores. La solubilidad de etano (e hidrocarburos en general) para todas las aminas en solución acuosa es similar a la del agua, pero en este caso es algo superior por la presencia del grupo metilo. La tensión superficial es menor que la de Mea y además, al ser más concentrada la solución a usar, la mezcla se aleja más de la tensión superficial del agua, que es mayor.

Teniendo en cuenta que los problemas asociados a las aminas son similares en cualquiera de ellas, evaluando las propiedades mencionadas y nuestra experiencia al respecto, se dispuso un estudio del tema de partículas y contaminantes para definir la necesidad de un mejor y más completo tratamiento de la solución, para mejorar, respecto de la Mea, la situación evolutiva de la misma y en consecuencia reducir los consumos, ya que el precio de las aminas especiales es sensiblemente superior al de la Mea.

El cambio de solvente se realizará próximamente. Se tomaron las siguientes decisiones:

1) Se interesa a los expertos de Porous Media para que realicen un estudio del estado de situación respecto de partículas y contaminantes y propongan el filtrado conveniente.

Los resultados nos indicaron presencia de C20 (posiblemente aceite lubricante) y VOC en niveles de 100 ppm. En el tema de partículas, la distribución es de un 80% de las mismas entre 1 y 5 æ.

A partir de ahí, se aconseja la filtración total de la corriente de aminas. Además, se recomienda la instalación de un coalescedor de hidrocarburos en la corriente de etano a tratamiento.

2) Se reemplazará la Mea por amina especial de Dow (Gas Spec CS-plus). Las garantías solicitadas han sido: a) la calidad de los productos a venta; b) la suficiencia del equipamiento preexistente; c) acondicionamiento preoperacional del área con la supervisión de la empresa proveedora del solvente.

3) Asimismo, se decidió el cambio de los rompenieblas existentes por otros de alta eficiencia a fines de minimizar las pérdidas.

4) El filtro de carbón seguirá en servicio. Se evaluará la alternativa de cambio del tipo de carbón usado, de acuerdo con los antecedentes (presencia de C₄ y C₅).

Bibliografía

1. Gas and Liquid Sweetening-R.N. Maddox-2nd Edition-April 1977.
2. Reaction of Acid Gases with Mixtures of Amines-Tchakravarty and Phukan, Clarkson Univ-Potsdam, NY13676-R.Chemical Engineering Progress-April 1985.
3. Solubility of Hydrocarbons in Amine Solutions-Jou, Otto and Mather-Department of Chemical Engineering-University of Alberta, Canada-AIChE 1990, Spring National Meeting, Orlando, FL.
4. How to Operate an Amine Plant-Don Ballard, Coastal Chemical Co-Natural Gas Processing-April 1966, Vol. 45, N° 4.
5. Gas Conditioning Fact Book- Dow Chemical Co-1966.
6. Pautas de puesta en marcha y operación del área de tratamiento de etano-Ing D.Zimmermann, Gas del Estado, 1981.
7. Amine appearance signals condition of system-Liebermann-Oil and Gas Journal-May 12, 1980.
8. Trouble -free ethanolamine gas-treating plants, Leachman and Ellis, Allied Chemical Co, The Oil and Gas Journal, July 24, 1961.

Conclusiones

Se debe destacar que las mismas corresponden a la experiencia particular de este tratamiento, no se pretende extender las mismas a otras situaciones. Las diferencias, tanto en la naturaleza de las corrientes como en condiciones operativas en los sistemas espumosos, revelan diferentes comportamientos.

1) En el filtrado de la solución se debe atender más al tamaño de partícula y su cantidad que al total en peso de sólidos presentes. La decisión en cuanto a la filtración total o de una parte de la corriente, depende de la magnitud y características (tamaño y cantidad) de aporte de sólidos que, tanto el gas de entrada como la propia instalación (corrosión), hagan a la solución.

2) La presencia de contaminantes en cantidades muy pequeñas puede traer problemas. En relación con esto, creemos que un seguimiento analítico de la solución con métodos de alta sensibilidad es indispensable.

3) Los hidrocarburos líquidos en la solución de aminas deben eliminarse al máximo, aún en los casos de compuestos livianos (ej. C₄).

4) Una mejora en el costo operativo del tratamiento debe relacionarse indeluctablemente con la disminución de pérdidas por espumación ya que si estas persisten en los mismos niveles, cualquier ventaja que se relacione con menores presiones de vapor quedan totalmente disimuladas.

5) Las aminas especiales son una excelente solución para remodelaciones de tratamientos en magnitud variable, sin perjuicio de que el cuidado que sobre los temas mencionados como problemas típicos en las áreas de aminas debe ser mantenido y acentuado, evaluando en cada caso las propiedades de la mezcla considerada.