



ESTABILIZACIÓN DE ÁREA DE ENDULZAMIENTO DE ETÁNO

Fernando Oyola – Mónica Lavirgen
Transportadora de Gas del Sur

ABSTRACT

Transportadora de Gas del Sur posee en Complejo Cerri instalaciones de separación criogénica de Etano, LPG y Gasolina a partir de gas natural. El etano obtenido es comercializado como materia prima para el Polo Petroquímico de Bahía Blanca a razón de aproximadamente 1000 tn/día. Dicho etano, previamente a su despacho por ducto en forma gaseosa, es descarbonatado por contacto con una solución acuosa de amina primaria (MEA) con el objeto de satisfacer la especificación contractual.

El proceso de descarbonatación mostró desde el inicio de su operación una fuerte tendencia a la espumación de la amina en la torre absorbadora. Tal situación se hacía evidente por eventos de abruptos incrementos de presión diferencial a través de los platos de la torre, los cuales resultaban difíciles de controlar. Estos eventos conllevaban importantes pérdidas de insumos, interrupciones en el despacho del producto y reclamos por afectación al proceso del cliente.

Con el objeto de alcanzar el control y minimización de los eventos mencionados, se analizaron los distintos factores que intervienen en la formación de espuma, se estudió la performance de la torre de contacto Etano-MEA, y se reconsideraron modalidades operativas.

En el presente trabajo se describen las acciones tomadas para cada caso analizado y cómo se alcanzó la erradicación de los eventos, ya que desde principios de 1999 a la fecha no existen registros de esos sucesos, dando fin a frecuentes periodos de operación inestable.

INTRODUCCIÓN

Descripción del proceso:

La mezcla de etano, LPG y gasolina obtenida por separación criogénica del gas natural es destilada inicialmente en una torre deetanizadora. El producto de tope de la misma (etano) contiene dióxido de carbono en una cantidad generalmente menor a 5% molar. Con el propósito de descarbonatar el etano se pone en contacto en una torre de platos con válvulas de burbujeo con una solución acuosa de MEA (mono-etanol-amina) con una concentración próxima al 12% peso. De esta manera el etano tratado alcanza niveles de contenido de CO₂ menores a 5 PPMv.

El volumen producido de este producto es de aproximadamente 1000 tn/día y debe satisfacer la especificación de calidad y condiciones de entrega establecidas contractualmente (Tabla1).

Como el etano se pone en contacto con una solución acuosa de MEA para su descarbonatación, el mismo sale de este proceso saturado en agua. Por lo tanto debe ser deshidratado para cumplir con la especificación contractual. Dicha deshidratación se realiza por contacto con trietilenglicol.



Etano	Min. 95.5% peso
Metano	Máx. 1.5% peso
Propano y Superiores	Máx. 4% peso
Nitrógeno	Máx. 100 PPM volumen
Dióxido de Carbono	Máx. 60 PPM volumen
Agua	Máx. 200 PPM volumen
Temperatura	< 49°C
Presión	2850 - 3150 kPa man.

Tabla 1. Especificación Contractual del etano.

La Figura A-1 del Anexo adjunto presenta el diagrama de flujo del proceso de decarbonatación de etano y la Tabla 2 indica los rangos de operación normales de la instalación.

Equipo	Variable	Unidad	Rango operativo
Torre Absorción	• Presión Etano	KPa	3000 - 3300
	• Temp. Etano	°C	24.5 - 33
	• Caudal Etano	Std m³/h	22000 - 44000
	• Temp. Solución	°C	41 - 54
	• Caudal Solvente	m³/h	125-155
Torre Destiladora	Presión	KPa	100-120
	Temp. Alim.	°C	86 – 94
	Temp. Fondo	°C	119 – 123
	Temp. Cabeza	°C	111 – 115
Solución de MEA	Concentración	% peso	9.6 – 12.2
	• Relación Molar Pobre	-	0.07 – 0.1
	Relación Molar Rica	-	0.24 – 0.35

Tabla 2. Condiciones Operativas

Antecedentes

Históricamente y desde la puesta en servicio del área de tratamiento de etano se han sucedido repetidos eventos de inestabilidades originados por la formación de espuma en los platos de la torre de contacto Etano-MEA destinada a la absorción del dióxido de carbono. Si bien las soluciones de aminas puras no forman espumas estables, la aparición de esta es una cualidad intrínseca de esta naturaleza de procesos y su ocurrencia y frecuencia responde a diferentes factores contaminantes.

Las inestabilidades mencionadas del sistema se manifestaban por bruscos incrementos en la presión diferencial a través de la torre de contacto Etano-MEA. Los mismos provocaban dos problemas básicos:

- Interrupciones periódicas del suministro de etano al cliente, generalmente de cortos períodos de duración pero con elevada frecuencia ya que podían repetirse varias veces al día.



Si bien existía un volumen de etano no comercializado a causa de estas interrupciones, el mismo no alcanzaba al 2% del total del etano entregado al cliente, lo que no representaba una pérdida extremadamente significativa. Sin embargo, la elevada frecuencia de los sucesos se transformó en el principal inconveniente para el proceso propio y del cliente.

- Cada evento generaba arrastres de solución de MEA desde la torre absorbidora de CO₂ y arrastre de TEG desde la torre de deshidratación por las abruptas variaciones en caudales y presiones, provocando la necesidad de una elevada reposición de insumos (MEA y TEG).
- Adicionalmente se comprobó la salida de su ubicación de las válvulas de burbujeo de la torre.

DESARROLLO

Se trabajó en forma continua en la búsqueda de soluciones al problema, centralizando los objetivos en mejorar la estabilidad de la entrega de etano al cliente atacando las distintos factores que concurren en la formación de espuma. Se estudiaron los factores que favorecen y estabilizan la espumación, se analizó el desempeño hidráulico de la torre de contacto Etano- MEA y se revisaron las modalidades operativas implementadas en el área.

1.- Estudio de factores relacionados con la espumación

La formación de espuma estable en las soluciones de aminas son atribuible a distintos agentes contaminantes que pueden ser incorporados al sistema desde el exterior o bien generarse dentro del proceso. Cada uno de los contaminantes pueden actuar generando una tendencia hacia la formación de espuma, pueden actuar estabilizando la espuma generada por otro agente o bien poseer ambos efectos. Existen varios factores que favorecen la inestabilidad del sistema, los que pueden clasificarse en directos e indirectos.

1.1 Factores Directos	1.2 Factores Indirectos
1.1.1 Presencia de Hidrocarburos Líquidos Pesados	1.2.1 Relación molar de CO ₂ y Amina Concentración de Amina Velocidad de Circulación
1.1.2 Presencia de partículas sólidas finas	
1.1.3 Productos de degradación de la amina en solución	

Tabla 2. Factores relacionados con la espumación

En base a la información recopilada en la bibliografía consultada, se concluyó que si bien no es posible correlacionar una variable con los incrementos de presión diferencial de la torre, el conjunto de varios factores son los que provocan la inestabilidad del sistema, y por lo tanto, pequeñas variaciones en cualquiera de ellos pueden estimular la formación de la espuma. Es decir que los factores mencionados no solo afectan individualmente, sino que la afectación del sistema de uno de ellos puede provocar que se active la influencia de otro.

Por ejemplo, el aumento de la velocidad de circulación incrementa la velocidad de corrosión. Dicha corrosión genera partículas sólidas en la corriente que, si no se filtran adecuadamente, realimentan el proceso de corrosión y estabilizan la espumación del sistema.

Debido a la gran inestabilidad del sistema, fue necesario investigar todos y cada uno de los factores mencionados, de manera tal de poder minimizar la influencia negativa que aportaban al sistema.

Se detallan a continuación las evaluaciones y acciones tomadas para lograr la estabilidad del sistema, con relación a los factores mencionados:



1.1.1. Presencia de hidrocarburos líquidos pesados.

Una de los factores que incentiva la formación de espuma es la presencia de hidrocarburos líquidos en la solución de aminas. Teniendo presente que se comprobó en varias oportunidades la presencia de los mismos, se trató de evitar la fuente de aporte de los mismos.

Se consideró que dicho aporte provenía del arrastre producido en el separador de reflujo de la torre deetanizadora, ya que es el equipo existente aguas arriba del área de tratamiento con aminas que puede aportar hidrocarburos pesados. Por lo tanto, se realizaron modificaciones en el baffle de la línea de salida de dicho equipo y además se cambió el eliminador de gotas, por uno de alta eficiencia. A pesar de las modificaciones realizadas, no se logró eliminar el problema.

Por lo tanto, posteriormente, se instaló un filtro coalescedor en la corriente de etano previa a la alimentación de la torre de contacto etano-MEA, con el propósito de eliminar definitivamente la posibilidad del ingreso de hidrocarburos pesados al sistema. El mismo se encuentra actualmente en servicio con resultados satisfactorios.

1.1.2.- Presencia de partículas sólidas finas.

Si bien los sólidos no son formadores de espuma, si son estabilizadores de la misma. Por tal motivo, y teniendo en cuenta la tendencia natural del sistema de aminas a la formación de espuma las diferentes bibliografías recomiendan mantener la concentración de sólidos en la amina circulante en valores no mayores que 1 ppm_p

El diseño original de la planta contempló un filtro de tierras de diatomea diseñado para partículas de 5μ a un 10 % de la solución y un filtro de carbón activado para el 2.5 % de la misma.

Con este esquema de filtrado, los sólidos encontrados en el circuito tenían una concentración comprendida entre 10 y 20 ppm_p. Además se detectaba óxido de hierro en contenidos entre 2 y 20 ppm_p. Adicionalmente, el filtro de tierras de diatomea era de difícil mantenimiento y limpieza, provocando complicaciones desde el punto de vista de seguridad para el personal, debido a que era un filtro no regenerable que requería el cambio del relleno consistente en un polvo extremadamente fino cada quince días.

Por todo lo expuesto, se cambió el mencionado filtro por uno de cartuchos de mejor eficiencia y mayor simplicidad diseñado para el 100 % de la solución de MEA. El mismo fue instalado en la zona de alta presión (zona de amina pobre en carbónico) con resultado inicial negativo. El efecto logrado fue totalmente opuesto al deseado: cuando se ponía en servicio, se observaba inmediatamente un incremento en los problemas de espumación de la torre. Si bien no se conocieron con total seguridad las causas del mencionado efecto, las opciones que se consideraron fueron las siguientes:

- El filtro retenía el antiespumante inyectado aguas arriba del mismo.
- La posición seleccionada producía un disturbio hidráulico en la alimentación a la torre.

Luego de varios meses de experiencia negativa, se decidió relocalizar el filtro, ubicándolo esta vez en la zona de baja presión (circulación de MEA rica en CO₂). De esta manera se garantizó no introducir perturbaciones en el flujo previo ingreso a la torre y asegurar el aporte de antiespuma a la torre.

La modalidad operativa adoptada para esta ubicación fue la de tenerlo alternativamente un día en servicio y otro fuera de servicio. La especificación del cartucho utilizado en el filtrado se alterna en función de la situación operativa del área, utilizando así filtrado hasta 20 μ posteriormente de puestas en marcha o variaciones bruscas en las condiciones de operación. También se utilizaron



cartuchos para 5 μ luego de periodos prolongados de estados estacionarios pasando previamente por cartuchos de 10 μ , siendo estos últimos los más utilizados en el filtrado.

El nivel de sólidos de óxido de hierro actual es habitualmente menor a 1 ppm_p mientras que el contenido total de partículas observado al microscopio establecido por métodos comparativo arroja contenidos menores a 500 partículas/ml de solución con tamaños menores a los 10 μ m.

1.1.3.- Productos de degradación de la solución.

La degradación de la solución de la amina se puede definir como un cambio en la actividad de la misma que disminuye la capacidad de absorber el gas ácido (CO₂ y/o H₂S).

La degradación puede ser química, originada por la ruptura de las moléculas, generando otras incapaces de absorber CO₂.

Otra forma de pérdida de actividad se radica en la formación de sales térmicamente estables, las cuales se originan por la reacción de la amina con ácidos. Estas sales, a diferencia de las generadas por la reacción con CO₂/H₂S, no pueden ser regeneradas en el stripper o destilador.

Además de la degradación química y la formación de sales existe la degradación térmica. Las aminas evidencian una aceleración en la degradación a temperaturas por encima de los 175°C, pudiéndose producir estos fenómenos sobre los tubos del rebullidor o del reconcentrado de MEA.

Al igual que los sólidos, los productos de degradación ocasionan la estabilización de la espuma por lo que debe controlarse la concentración de estos elementos. Los mecanismos de control utilizados son:

- **Filtración por Carbón Activado:** Mediante este mecanismo se remueven productos de degradación, ácidos orgánicos formadores de sales térmicamente estables e hidrocarburos condensados. En general la distinta bibliografía referente al tema recomienda un filtrado continuo del 10% de la circulación de solución, no obstante en la instalación se realiza el filtrado continuo del 1% de la solución. Al respecto no se realizaron modificaciones.
- **Reconcentración (Reclaimer):** Las sales térmicamente estables y otros productos que puedan originarse por degradación pueden eliminarse por evaporación de la solución de MEA y purgado del residuo. El fabricante de la instalación y distintos autores recomiendan el uso continuo del equipo reconcentrador, no obstante existen trabajos que demuestran que largos períodos a temperaturas mayores a 149 °C generan una degradación progresiva de la amina.

Durante el período de inestabilidad del sistema, se establecieron distintas rutinas de operación. Se realizaron operaciones continuas, puestas en servicio ante la presencia de repetitivos eventos de espumación o rutinas semanales. Sin embargo desde Octubre de 1999 a la fecha se mantiene el equipo reconcentrador fuera de servicio, sin detectarse evento alguno de espumación desde ese momento a la fecha.

Considerando la experiencia en las metodologías de operación establecidas para el uso del filtro de carbón activado y del reconcentrador de MEA, puede considerarse poco significativo el efecto de los productos de degradación en este sistema.



1.2.1.- Factores Indirectos. Relación molar de CO₂ y Amina, Concentración de Amina y Velocidad de Circulación.

La relación molar de la MEA rica no debe superar el valor especificado de 0.35 debido que al recibir calor en los tubos de los intercambiadores de calor destinados al intercambio energético entre MEA Rica- MEA Pobre puede ocurrir la liberación parcial de CO₂ sobre ellos, ocasionando graves problemas de corrosión. El incumplimiento de la relación molar de MEA Rica favorece la corrosión, lo que además de deteriorar los equipos, incrementa la presencia de sólidos que estabilizan la espumación.

La concentración de la solución de MEA debe ser menor al 20 % en peso ya que concentraciones superiores requerirían mayores de temperaturas de regeneración las cuales tienden a degradar las aminas. Esos productos de descomposición pueden favorecer la formación de espuma como así también la corrosión. La unidad de proceso descrita se opera con valores de concentraciones de MEA comprendidos entre un 10 y un 15% con lo cual las temperaturas de regeneración resultan conservativas y minimizan la degradación.

En función de los valores de concentración de MEA y el contenido de CO₂ del gas a tratar se ajusta la velocidad de circulación de manera tal de mantener la especificación del producto y la relación molar máxima admisible para la MEA Rica, no obstante se limita a valores inferiores a 175 m³/h ya que elevadas velocidades del fluido destruyen la capa pasivadora formada en las superficies metálicas incrementándose la velocidad de corrosión.

Diariamente se realizan análisis de la concentración de MEA y operativamente se realiza un control y ajuste de la relación molar de MEA Rica.

2.- Performance de la torre de contacto etano-MEA

2.1.- Capacidad hidráulica

Adicionalmente a los factores perturbadores del sistema mencionados precedentemente, se analizó la capacidad hidráulica de la torre de contacto etano-MEA, con el objetivo de determinar el coeficiente existente de sobre diseño por espumación y la necesidad de cambiar los internos de la torre.

Por tal motivo, se realizaron simulaciones de la torre con los programas de diseño hidráulico provistos por el fabricante para la carga normal de la torre y la carga necesaria para cumplir con una demanda futura supuesta de etano. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla N° 3, donde se puede apreciar que aún con el factor de espumación mas adverso considerado, la capacidad hidráulica de la torre era suficiente para el tratamiento de la producción normal (1027 tn/ día). Sin embargo dicho factor excedía la capacidad si la producción se elevaba a 1200 tn/día de etano.



Etano a procesar [Tn/día]	Factor de espumación	Porcentaje de capacidad del plato	Porcentaje de capacidad del vertedero
1200	0.50	82.1	125.7
1200	0.60	68.4	104.8
1200	0.70	58.6	89.6
1200	0.75	54.7	83.8
1027	0.50	64.0	98.1
1027	0.60	53.3	81.7
1027	0.70	45.7	70.1
1027	0.75	42.7	65.4

Tabla 3. Capacidad hidráulica de la torre .

Teniendo en cuenta que existía incertidumbre en el aumento de la demanda del etano, se decidió no cambiar los internos de la torre.

2.2.- Disminución de arrastre

Con el propósito de disminuir el problema de elevada reposición de la solución de MEA por pérdidas debidas al arrastre, se intervino la torre realizando las siguientes modificaciones:

- Eliminación del plato superior
- Instalación de distribuidor de flujo

En cuanto a la eliminación del plato superior, cabe aclarar que se realizó teniendo en cuenta que no existían problemas de eficiencia de absorción en la torre, sino que los mismos eran exclusivamente de espumación y los consecuentes incrementos de presión diferencial. Por lo tanto el retiro de un plato generó un mayor espacio para el desprendimiento del gas (etano) previo a su paso por el eliminador de niebla, sin afectar a la eficiencia de absorción de la torre.

2.3.- Localización de la zona de espumación

Con el propósito de determinar si el problema de espumación se focalizaba en un sector o se extendía a la largo de misma en forma uniforme se realizó el escaneo de la torre.

Mediante la tecnología de escaneo se realizaron mediciones moviendo una fuente radioactiva simultáneamente con un detector radioactivo por el exterior de la torre.

La intensidad de la radiación es función de la densidad del proceso según la siguiente ecuación:

Donde:

I_0 = Intensidad de la radiación medida a una dada distancia sin interferencias en la transmisión

$$I = I_0 e^{-\mu \rho T}$$

I = Medición de la intensidad de la radiación medida a través del material

μ = Coeficiente de absorción del material

ρ = Densidad del material

T = Espesor del material



Como se puede deducir de la fórmula, un incremento en la densidad, reduce la señal de la radiación, permitiendo diferenciar las zonas por las que circula líquido, vapor y espuma.

El registro obtenido de las radiaciones captadas a lo largo de la torre mostró que la espumación abarcaba la totalidad de la torre en forma uniforme.

3.- Cambio de modalidades operativas

Simultáneamente con las modificaciones de infraestructura descritas precedentemente, se realizaron modificaciones en las modalidades operativas, a saber:

- 3.1.- Forma de preparar la solución de MEA
- 3.2.- Punto de inyección de agua al sistema
- 3.3.- Temperaturas de proceso
- 3.4.- Inyección de Antiespuma

3.1.- Forma de preparar la solución de MEA:

Con el objeto de disminuir las posibles causas de ingreso al sistema de agentes contaminantes externos que puedan favorecer la formación y/o estabilización de la espuma se analizó la modalidad de preparación de la solución.

Inicialmente se utilizaba para la preparación de la solución de MEA el agua condensada del circuito de vapor (demineralizada aditivada para el uso de la misma en calderas). Este procedimiento se modificó y actualmente se utiliza agua demineralizada sin ningún tipo de aditivo.

Por otra parte, la solución se preparaba en un tanque con atmósfera de gas para evitar la degradación de la MEA. Actualmente se inyecta la MEA sin diluir al tanque pulmón de la torre destiladora del circuito, evitando así almacenajes intermedios.

3.2.- Punto de inyección de agua al sistema

En las ocasiones en que resultaba necesario el agregado de agua al circuito, la misma se realizaba en el tanque de reflujo de la torre destiladora de MEA. El punto de inyección de agua actual es el tanque pulmón de la torre destiladora.

3.3.- Temperaturas de proceso.

Con el propósito de evitar la condensación de hidrocarburos, y consecuentemente la espumación del sistema la bibliografía consultada coincide en mencionar la necesidad de mantener la temperatura de entrada de la solución de MEA por encima de la temperatura de entrada del gas. Por lo tanto se operó con un estricto control de la diferencia de temperaturas, manteniéndose habitualmente entre 10-25°C .

Por otra parte, se controló que la temperatura del solvente rico en los intercambiadores de calor se mantuviese por debajo de los 80-90°C, ya que por encima de estos valores puede existir desprendimiento de anhídrido carbónico. Este hecho incrementa la corrosión dentro de los equipos, los cuales mostraron un avance importante de dicho efecto.



3.4.- Inyección de Antiespuma

Tanto el manual del fabricante de la instalación como la bibliografía consultada, indican que la aditivación de antiespuma debe ser realizada una vez que la espuma ha sido generada, mientras que el agregado previo al evento o en cantidades no adecuadas pueden actuar como estabilizadores de la espuma. Es por ello que históricamente se realizó la inyección de agentes antiespumígenos durante cada evento de elevada presión diferencial.

Los aditivos utilizados eran compuestos siliconados. Se realizaron experiencia con antiespuma formulados a partir de alcoholes de alto peso molecular arrojando resultados altamente negativos ya que su incorporación al circuito evidenciaban un incremento en la tendencia de formación de espuma.

Desde enero de 1999, se dio inicio a una inyección continua de antiespumante. La aditivación se realizaba en forma intermitente mediante una bomba dosificadora que ingresaba al circuito un caudal de 5lts/d de una solución al 20% de antiespuma en solución de MEA (1lt/día de antiespuma). No obstante las inestabilidades por formación de espuma siguieron sucediendo y con frecuencias dispares.

A pesar de la experiencia negativa obtenida con anterioridad en el uso de aditivos formulados a partir de poliglicoles y ante los también magros resultados obtenidos por la inyección continua de antiespumas siliconados, desde fines de abril de 1999 se procedió a la utilización de un compuesto con base de poliglicoles con el cual se habían logrado resultados alentadores en pruebas de laboratorio. La dosificación se realizó mediante una inyección diaria de 100lts de solución de MEA conteniendo un 6% del aditivo. Progresivamente se fue ajustando esa concentración hasta llegar a la actual de 100 l/día con 1% de antiespuma.

Actualmente se realiza la inyección de la solución de antiespuma de poliglicoles en forma continua, no habiéndose registrado nuevos eventos de espumación desde el comienzo de la utilización de ese compuesto a la fecha.

4.- Resultados

Como resultado de todas las acciones precedentemente enunciadas, y luego del cambio de tipo de antiespuma inyectado, se logró la estabilización definitiva del área de tratamiento de etano.

La eliminación de los eventos de espumación redujo significativamente los consumos de insumos (MEA y TEG) ocasionados por los arrastres junto al gas tratado. El gráfico 1 muestra la evolución del consumo de esos insumos notándose la mejora a partir del Año 1999.

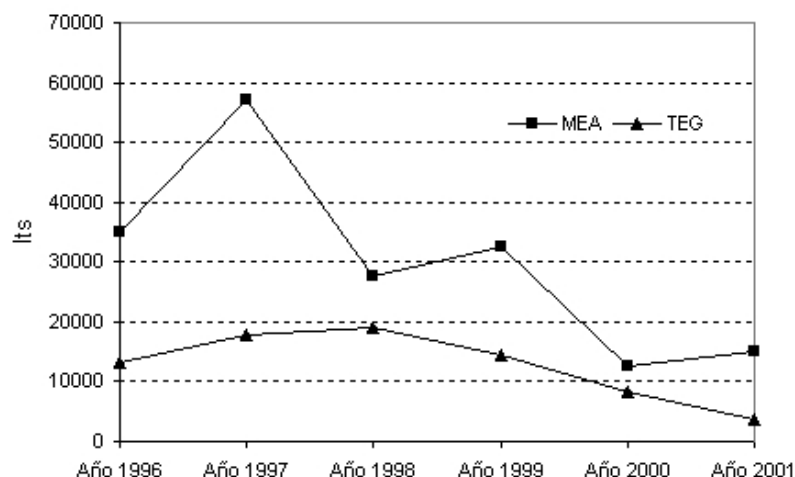


Gráfico 1. Reposición de Insumos.

En varias oportunidades, en función de la producción y la demanda, se trataron cantidades de etano superiores a las 1100 tn/d las que fueron comercializadas. Durante el año 2001 se tuvieron 46 días con un promedio de 1150 tn/d.

Así mismo, e independientemente de la demanda por parte del cliente, se realizaron pruebas de eficiencia del área durante períodos prolongados (7-10 días) a cargas por encima de 1200 tn/día sin tener indicios de inestabilidad alguna en el área (el excedente a la demanda fue reinyectado a gasoducto). La Tabla 4 presenta la cantidad de etano tratado durante la última prueba de eficiencia realizada.

Etano Tratado Tn/d	
10-03-02	1255.3
11-03-02	1307.5
12-03-02	1210.6
13-03-02	1192.2
14-03-02	1184.5
15-03-02	1283.7
16-03-02	1331.7
17-03-02	1279.5
18-03-02	1336.6
19-03-02	1263.1
20-03-02	1128.8
Promedio	1252.1
Máximo	1336.6
Mínimo	1128.8

Tabla 4 Prueba de Máxima carga



CONCLUSIONES

La estabilización del área de tratamiento de etano se alcanzó con el cambio del tipo de antiespuma de base de siliconas a poliglicol. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que varias de las acciones tomadas precedentemente tanto de infraestructura como operativas ejercieron una influencia favorable para lograrla.

La estabilización del área eliminó los cortes en el suministro de etano. De esta manera se logró prestar un mejor servicio al cliente, alcanzando una meta más en el cumplimiento del objetivo de la empresa de satisfacer a sus clientes.

Por otra parte, se eliminaron la pérdidas de producción por reinyección y bajar los costos de reposición de insumos.

Es necesario aclarar que las experiencias resumidas en el presente trabajo, no son necesariamente extrapolables a cualquier tipo de sistema de aminas, ya que el comportamiento de los mismos depende de sus características intrínsecas.



BIBLIOGRAFÍA

- Gas Conditioning Fact Book – Dow Chemical Co – 1966.
- Analysis of foaming mechanisms in amine plants – C. Richard Pauley and Reza Hashemi – American Institute of Chemical Engineer's Summer Meeting – 1988.
- Eliminación de gases ácidos de una corriente de etano. – M. Iommi –1º Jornadas de tecnología de instalaciones de superficie para captación y tratamiento de gas natural. – 1996.
- Twenty years experience in controlling corrosion in amine unit, badak LNG plant. Sutopo and Rahmat Safruddin. – 2000.
- Hydrocarbon Processing. Dn. Ballard, Coastal Chemical Co. Houston. April 1966.
- Amine Plant Troubleshooting and Optimization. R.G.F. Abry, the Dow Chemical Co., ft. Saskatchewan, Alberta, and M.S. DuPrat, The Dow Chemical Co., Freeport texas. Hydrocarbon Processing. April 1995.

DE TREN C PLANTA CRIOGENICA

Fig