



DESCARBONATACIÓN EN LOMA DE LA LATA

Carlos Labadié – Miguel Sánchez – Jorge Claro
(Repsol-YPF / Petrogas)

RESUMEN

Las Plantas de aminas gozan de características operativas y de mantenimiento bien particulares, donde los problemas de espuma y corrosión son los mas importantes.

La incorporación de una Planta descarbonatadora dentro de las operaciones habituales del Yacimiento Loma la Lata involucraba desarrollar un equipo nuevo de operaciones.

El objetivo de este trabajo es en primer lugar desarrollar los programas que a corto y largo plazo nos permitieran operar teniendo control sobre los problemas de estas plantas, en segundo término con la planta funcionando observar las experiencias obtenidas durante estas etapas hasta lograr la operación continua y finalmente detallar las conclusiones pertinentes.

INTRODUCCION

Repsol YPF operadora del yacimiento gasifero de Loma de la Lata decide tratar una corriente de gas natural con alto contenido de CO₂ proveniente de las estaciones separadoras de campo, con el objeto de entregar este gas en especificación a las Transportadoras y/o Complejo Mega. Para tal fin se elige la instalación de una planta de aminas, la cual es insertada aguas arriba y dentro del predio correspondiente a la planta existente LTS 2.

Principales circuitos de la planta

Sistema de tratamiento de gas

El objetivo del sistema de tratamiento de gas, es remover el exceso del dióxido de carbono de la corriente de entrada, a través de su tratamiento con una solución de amina.

La remoción del dióxido de carbono, es sumamente importante, porque no solamente reduce el poder calorífico del gas natural, sino que también es corrosivo en presencia agua libre.

Descripción del proceso

El gas de entrada contiene hasta un 5% molar de dióxido de carbono, y entra a la unidad con un caudal de alrededor de 10 MMSm³/d en las condiciones de temperatura y presión de 34° a 45 ° C y 6569 a 7258 Kpa(g) respectivamente.

Se divide en tres corrientes. Cada corriente ingresa a la base de una de las tres torres contactoras (T-501A/B/C) que son idénticas. Dentro de cada torre contactora el gas fluye en dirección vertical ascendente, a través de una serie de 20 platos , y entra en contacto con un caudal de 522 m³/h de solución de amina que fluye en dirección vertical descendente. Estas torres contactoras operan a alta presión y a temperatura moderada.



La solución de amina que se recoge en el fondo de las torres contactoras se denomina "Amina Rica", porque es rica en dióxido de carbono absorbido. Esta amina rica sale de cada torre a través de un sistema de control de nivel y fluye al sistema de regeneración de amina previo paso por el Flash a una temperatura de alrededor de 59 y 69° C para el caso de diseño.

El gas tratado se enfría hasta 33 ° a 45 ° C por ventilación forzada con aire del medio ambiente en el enfriador de gas tratado (A-302). Este enfriador condensa el agua absorbida por el gas en las torres contactoras de amina.

En condiciones normales, el gas será procesado por la planta LTS 2 o planta de 9 millones.

Bases de Diseño

Temperatura:	34° a 45° C
Presión:	6569 a 7258 Kpa(g)
Caudal:	10 MMSm ³ /d
dióxido de carbono:	5.0 % molar gas entrada
dióxido de carbono:	0.1 % molar (1000ppm) gas salida

Condiciones de Gas de Ingreso, alternativas:

(baja presión de verano)	6569 Kpa (g)/ 45 ° C
(baja presión de invierno)	6569 Kpa (g)/ 34 ° C
(alta presión de verano)	7258 Kpa (g)/ 45 ° C
(alta presión de invierno)	7258 Kpa (g)/ 34 ° C

Equipos principales

A-302	Enfriador de Gas Tratado
V-401	Scrubber de Gas de Entrada
V-403	Scrubber de Gas de Salida
F-402	Filtro Coalescedor de Gas
T-501/A/B/C	Torres Absorbedoras

Sistema de regeneración de amina

El objetivo del sistema de regeneración de amina, es regenerar en forma continua y recircular la solución de amina utilizada en las torres contactoras.

Descripción del proceso

La solución de amina, se regenera a través del stripping del dióxido de carbono absorbido, con vapor en una torre que opera a baja presión (menos de 138 Kpa) y alta temperatura (115° a 126° C en los reboilers). Estas condiciones son opuestas a las que se encuentran en las torres contactoras. El vapor de stripping, se produce por vaporización de una porción del agua de la solución acuosa de amina.

La regeneración adecuada de la solución de amina, es crítica para el mantenimiento de condición de gas tratado en especificación, y para controlar los problemas de corrosión a través del sistema de amina.



Bases de Diseño

Tipo de Amina:	GAS/ SPEC CS-1 (metiliminodietanol; dietanolamina; agua)
Concentración de Amina:	45 % en peso (en agua tratada)
Caudal de Circulación:	522 m ³ /h
Carga de Amina Pobre:	0.010 moles de CO ₂ por mol de amina
Carga de Amina Rica:	0.420 moles de CO ₂ por mol de amina

Equipos Principales

E-201	Intercambiador de Placas amina/amina
E-202/203	Reboiler de Amina
A-303	Enfriador de Amina pobre
A-304	Condensador de Reflujo
A-305/306/307	Enfriador de sello mecánico bomba Booster
V-404	Flash Tank de Amina
V-405	Acumulador de Reflujo de Torre
F-408	Pre- Filtro de Amina Pobre
F-409	Filtro Carbón Activado Amina Pobre
F-410	Post- Filtro de Amina Pobre
F-406	Filtro Canasto de Amina Rica
F-407	Filtro Canasto de Amina Pobre
T-503	Torre regeneradora
T-504	Contactador Flash de Amina
P-601/ 602/ 603	Bomba Booster de Amina
P-604/ 605	Bombas de Reflujo
P-606/ 607/ 608	Bombas de Circulación de Amina
P-609/ 610	Bombas de Antiespumante.
TK-801	Tanque Knock out de Venteo
ST-901	Chimenea de Venteo
SP-902	Silenciador de Venteo

Sistema de Medio Calefactor

El objetivo del sistema de medio calefactor, es transportar calor desde los hornos de aceite térmicos a los reboilers de amina. El medio calefactor, es un sistema cerrado y circulante. El medio calefactor seleccionado es el turbina R-32 de YPF

Bases de Diseño

Tipo de Medio Calefactor:	Turbina R-32
Caudal de Circulación:	849 m ³ /h
Temperatura de Alimentación:	204 ° C
Temperatura de Retorno:	135 ° C

Equipos Principales

E-202/ 203	Reboilers de Amina
A-311/ 312/ 313	Enfriadores de sello de bombas de aceite térmico



V-411	Tanque de expansión aceite térmico
P-611/ 612/ 613	Bombas de aceite térmico
H-701/A/ B/ C	Hornos de aceite térmico

DESARROLLO

Selección y capacitación del Grupo Operativo

El grupo operativo se conformó a partir de los operadores de plantas LTS existentes sin experiencia en aminas, Operadores con experiencia en LTS y similares con alguna participación en planta de aminas y algunos con experiencia en tratamientos químicos aplicados en la industria Petrolera.

Era necesario que los operadores de esta planta conocieran desde antes de iniciar las operaciones los posibles problemas y cuidados con los que se iban a encontrar para ello se elaboro un programa de capacitación consistente en analizar aspectos teóricos y prácticos considerados muy importantes.

Torres absorbedoras	Torres Regeneradoras
Espuma y sus consecuencias aguas abajo. Perfil de temperaturas Presurización Pretratamiento del gas Presión diferencial Carga molar de CO ₂	Relación de reflujo Espuma Presión diferencial Calor Carga molar de CO ₂

Capacitación externa
Bombas de proceso Planta tratamiento de agua Planta de aminas Sistema de control Control central de motores

Equipos e insumos críticos

Era necesario como en todas las operaciones que se van a poner a funcionar tener en cuenta los insumos considerados críticos para la operación de la planta a corto y mediano plazo incorporando además algunos equipos críticos para la operación continua de la planta, por lo tanto se consideraron críticos los siguientes insumos y equipos.

Amina: consumo para operar durante 1 año, tendiendo en cuenta que durante las primeras etapas de operación pueden haber consumos elevados causados por problemas propios de estos sistemas de tratamiento.

Antiespumante: se adicionan en pequeñas cantidades pero se producen grandes consumos en los arranques.



Filtros: (para amina, agua o gas). suficiente como para producir varios cambios, grandes consumos de filtros se pueden esperar porque el sistema es nuevo y se produce un efecto autolimpiante, hasta que se logra la operación continua.

Carbón activado: disponer de una carga extra, se pueden esperar durante todas las etapas de estos sistemas de tratamiento incorporación de productos tensioactivos, cuyo impacto sobre la capacidad de adsorción del carbón puede producirse a corto mediano y largo plazo dependiendo de la concentración de las impurezas.

Filtros temporarios: disponer de un juego extra en el ingreso al intercambiador de placas y válvulas de control de nivel de las absorbedoras, estos son los mas comprometidos porque no poseen circulación stand by, como en el caso de succión de bombas.

Intercambiador de Placas: prever tener un intercambiador de reemplazo a corto plazo, estos equipos son propensos a ensuciarse y tener problemas de corrosión, sin este equipo la planta puede operar si la capacidad de diseño de calor no ha sido superada.

Ablandador cationico/aniónico: para agua de reposición: se monta un ablandador de este tipo para minimizar las sales disueltas en el agua, este equipo no estaba contemplado en la ingeniería de la planta, el beneficio es a largo plazo y su impacto sobre la concentración de sales en el solvente es directo.

Programa de seguimiento del solvente y de la operación

Era fundamental organizar en estas primeras etapas un programa de seguimiento de la solución recurriendo a los análisis que los proveedores de aminas realizan en sus laboratorios avalados por años de experiencia y que generalmente se encuentran en su país de origen. La frecuencia que estimamos era la mas conveniente es la mensual, de tal manera de realizar los análisis de performance conjuntamente con el programa de seguimiento de la corrosión y la operación de la planta.

El programa de corrosión adoptado consistía en medir la velocidad de corrosión en determinados puntos considerados claves, los sensores utilizados tienen la posibilidad de ser operados con la planta en servicio y además pueden ser intercambiados con otros sistemas similares. Dentro de este programa también se dispuso la medición de algunos metales e iones considerados muy importantes tal es el caso de Hierro, Cromo, Níquel y la concentración de Cloruros, estos análisis realizados en un laboratorio de la zona nos aseguraba no solamente tener un comparativo sino además disponer de un análisis rápido en caso que sea necesario.

Toda la información rescatada de los análisis debía ser comparada con la operación de la planta durante el periodo a analizar. Esto significaba corresponderlo con variables de proceso que involucren los parámetros fundamentales de este tipo de operación, involucrando además las frecuencias de cambios de filtros, consumos, problemas de espuma, cambios de concentración y detalles estadísticos de toda la operación.

Así se analizó los programas de seguimiento de tal manera de poseer siempre toda esta información ante cualquier evaluación que se quiera hacer de la performance de la planta en el periodo que se requiera estudiar.

Paro de inspección

La particularidad operativa de este tipo de plantas nos llevo a plantear un programa de inspección de algunos equipos considerados críticos al año o año y ½ de operación.



Bien conocido son los fenómenos de corrosión que afectan las instalaciones en estas plantas, distintos tipos de metalurgia son planteados por los ingenieros durante el diseño, asociados con las características del gas y las condiciones de operación para minimizar estos problemas y poder mantener una velocidad de corrosión mínima, que asegure una operación controlada.

Por lo tanto el programa definitivo consistía en mantener la planta operable en las condiciones de diseño hasta la inspección, la cual determinaría cual han sido las conclusiones del periodo y cuales serian los pasos inmediatos a seguir.

Aportes Pre start up

Era fundamental que antes de comenzar las operaciones, los encargados de operar la planta conocieran los cuidados sobre algunos temas considerados muy importantes para el desarrollo de la operación a futuro e inmediato. Es por ello que se observaron estos temas desde un punto de vista teórico y practico, en donde las experiencias tenidas de otras operaciones similares sirvieron como apoyo de la información suministrada. Se consideraron los siguientes temas.

Tratamiento de agua

El agua de reposición debe cumplir con ciertos standard mínimos, nunca deberá introducirse agua por encima de estos standard en los sistemas de amina. porque las impurezas se concentran a lo largo del tiempo y pueden producir problemas de formación de espuma, corrosión, incrustación y degradación de amina. Las concentraciones de Cloruro de 25 ppm, pueden producir corrosión por tensión aún en el acero inoxidable.

Los Cloruros por lo general ingresan a un sistema con aminas de tres maneras:

- Con el gas de admisión.
- En el agua de reposición.
- Fugas en tubos de intercambiadores de calor cuando se utiliza agua como fluido de transferencia.

La separación adecuada en la admisión es la clave para remover el agua atrapada y los Cloruros del gas de admisión.

Se considero en el diseño de la planta los siguientes standard mínimos de calidad.

TSD	< 100 ppm/p
Dureza total	< 50 ppm/p
Cloruros	< 2 ppm/p
Sodio	< 3 ppm/p
Potasio	< 3 ppm/p
Hierro	< 10 ppm/p

En este tema se hizo bastante hincapié de tal manera de reducir aún mas la concentración de Cloruros en el agua de alimentación para lograr tener un agua cuya concentración de Cloruros este por debajo de 1 ppm. De esta manera los responsables de ingeniería incorporan un ablandador mixto cationico aniónico al final del tratamiento de agua, obteniendo conductividades del orden de 2 a 3 μ siemens en condiciones normales de operación.

El tratamiento de agua y la disponibilidad de funcionamiento son muy importantes en una planta de aminas porque se consumen grandes cantidades de agua.



Filtración

Filtrado de gas

Los diseños de las Plantas de aminas poseen un filtro coalescedor en el gas de alimentación para remover las pequeñas gotas de líquido arrastrado, tales como aerosol o niebla, y partículas sólidas superiores a $0,3\mu$. El filtro coalescedor tiene dos cámaras, la cámara inferior por donde ingresa el gas, y fluye hacia arriba a través de los elementos filtrantes que están en la cámara superior. Cualquier partícula grande de líquido, será recogida en la base de la cámara inferior, el gas fluye a través de los elementos filtrantes, el líquido residual coalesce y forma gotas más grandes que caen hacia el fondo de la cámara superior. Los líquidos obtenidos en ambas cámaras son drenados bajo control de nivel.

Los elementos filtrantes se van tapando con partículas sólidas, lo que ocasiona un aumento en la diferencial de presión, por lo que deben ser reemplazos por elementos filtrantes nuevos.

Filtrado de Amina

Tanto la filtración mecánica como la filtración con carbono activado mantendrán la calidad de la solución. Los contaminantes tensioactivos, moléculas de hidrocarburo grandes y productos de degradación son filtrados con carbón activado. Los filtros mecánicos eliminan las partículas sólidas de la solución.

Filtro de carbón activado

La filtración con carbono también reduce la cantidad de componentes tensioactivos y posiblemente corrosivos de la solución de aminas. La filtración con carbono se recomienda para todo tipo de servicio de aminas. El carbono usado en estos casos es, por lo general, con base carbón.

La vida útil de un lecho de carbono activado depende del nivel de contaminantes y de la velocidad de flujo de la solución a través del filtro. En general los filtros de carbón deben cambiarse cada 3 - 4 meses y de 6 - 8 como máximo.

Un filtro de carbón debe recibir entre el 10 y el 100 % del total de la solución circulante, dependiendo de la concentración de contaminantes en la solución.

Si el lecho de carbono no estuviera limpiando la solución, significará que el lecho está saturado y deberá reemplazarlo.

Las siguientes pautas le ayudarán a determinar si debe reemplazar el lecho de carbono:

Una fuerte caída de presión en el lecho podría indicar que hay incrustaciones. Los lechos de carbono por lo general no presentan un incremento en la caída de presión, ya que absorben contaminantes con poco cambio en la caída de presión, a menos que haya una incrustación de partículas que obstruyan el borde delantero del lecho. En este caso, un lavado a contracorriente podría permitir la continuación de la operación.

1. Las pruebas de comparación de colores entre la solución que sale del filtro de carbono y una muestra filtrada a través de un filtro fresco de carbono en el laboratorio permiten evaluar la actividad del lecho. El carbono activado en buenas condiciones debería eliminar el color.
2. La formación de espuma en la solución de aminas indica una posible saturación química del carbono.

La operación de cambio de carbón activado es muy peligrosa y significa tomar muchos recaudos, el sistema debe ser drenado, aislado y lavado en contracorriente antes de sacar el carbón activado del



equipo. Antes de poner el lecho en servicio, lave el lecho de carbono con agua en contracorriente para eliminar los finos, prolongando la vida útil del filtro mecánico pues minimizará la migración de finos de carbono, después de que el lecho esté limpio, completa la puesta en servicio.

Filtración mecánica

Para una remoción efectiva de las partículas, los filtros mecánicos deben recibir al menos el 10 % de la solución regenerada circulante. Puede recomendarse el uso de un filtro para flujo enriquecido en sistemas de aminas que contengan grandes cantidades de sólidos. Los filtros mecánicos deben diseñarse para operar con diferenciales de presión de hasta 25 psig (172 Kpa) sin canalización del flujo ni pérdida del sellado.. Se sugiere colocar un filtro mecánico de 10 a 20 μ antes del filtro de carbono. Asimismo, el uso de un filtro de 2 a 5 μ después del lecho de carbono removerá los finos de carbono con gran efectividad.

Los filtros de algodón pueden contener aceite u otros aditivos químicos que podrían provocar la formación de espuma. Las fibras sintéticas podrían no mantener la integridad estructural.

Al igual que con el lecho de carbono, la solución de aminas debe drenarse del filtro mecánico antes de cambiar los elementos. Antes de abrirlos, los filtros deben purgarse a la atmósfera para despresurizar.

Carga de gas

Esta operación es la última que se realiza cuando se está procediendo a hacer funcionar la planta descarbonadora, todas las demás operaciones que forman parte del funcionamiento deberían estar completadas.

El diseño de la planta no tenía previsto realizar en forma gradual y progresiva esta operación, la carga de gas a la planta debe realizarse en etapas porque el dióxido de carbono que absorbe la solución de aminas en las torres de contacto inmediatamente debe desorber en la torre regeneradora, significando esto un gasto de energía correspondiente al caudal de gas ingresado, hasta lograr llegar a 100 % de la carga de gas.

Además la ubicación física aguas arriba de la planta LTS 2 existente, que recibe como alimentación el gas de salida de la planta de aminas, llevó a ingeniería a realizar una modificación en el by pass de la planta, adaptándole un sistema electro neumático que puede operarse desde el sistema de control, pudiendo los operadores tener control sobre esta válvula desde el 0 al 100% de apertura.

Estanqueidad del sistema

Es importante identificar y detener las pérdidas antes de la puesta en marcha porque los gases y los líquidos que son tóxicos o combustibles estarán presentes en la operación. El chequeo de fugas es un acondicionamiento de riesgo de seguridad. Las soluciones de aminas son cáusticas y por lo tanto producen deterioros en las instalaciones, las fugas incrementan las emisiones de las plantas. .

Eliminación de Aire

Antes del arranque inicial, el aire dentro de la cañería y todos los equipos de la unidad debe ser eliminado, excepto el aire de servicio, aplicable también a arranques subsiguientes.

Los hidrocarburos y aire pueden formar mezclas inflamables resultando en fuegos o explosiones dentro de la cañería y equipos. Esto es un peligro que puede dañar severamente al equipo. El aire también causara corrosión y degradación del solvente amina y medio calefactor.

En las plantas de procesamiento de gas, se utiliza normalmente nitrógeno o gas natural para la eliminación del aire en sistemas de cañería que contendrán hidrocarburos durante su operación. Nitrógeno es la opción más segura, pero gas natural puede ser utilizado con éxito siempre y cuando se tomen precauciones especiales.



Cuando se utiliza gas natural para la eliminación de aire, este se introduce a alta presión en los sistemas que contienen aire. Durante el procedimiento habrá momentos cuando existe la mezcla inflamable dentro de porciones de la cañería. Una mezcla inflamable es aproximadamente de 5 a 15 % de gas natural en el aire. Es importante pasar a través de la zona de mezcla inflamable con el sistema de cañerías en baja presión (25 PSIG o menor) y una temperatura moderada (38 ° C o menor)

La concentración de oxígeno (% O₂) después de cada paso de despresurización puede ser mas o menos calculado por la siguiente ecuación:

$$\text{Conc. Final} = \text{Conc. Inicial} \times \frac{\text{PSIA inicial}}{\text{PSIA final}}$$

Por ejemplo, utilizando la presión atmosférica de esta planta de alrededor de 100 Kpa, partiendo de un porcentaje normal del 21% de O₂ en el aire, la concentración estimada de O₂ que se encuentra en el gas, después de cada paso de presurización se indica a continuación:

$$\% \text{ O}_2 \text{ después de paso 1} = 21\% \times \frac{14 \text{ PSIA}}{39 \text{ PSIA}} = 7.5\%$$

$$\% \text{ O}_2 \text{ después de paso 4} = 7.5\% \times \frac{19 \text{ PSIA}}{64 \text{ PSIA}} = 2.2\%$$

$$\% \text{ O}_2 \text{ después de paso 5} = 2.2\% \times \frac{19 \text{ PSIA}}{114 \text{ PSIA}} = 0.4\%$$

El procedimiento de eliminación de aire deberá seguir el mismo procedimiento que la prueba de fuga.

Limpieza del sistema de amina

Espuma puede ser un problema en los sistemas de amina si partículas sólidas, aceite, y grasa están presentes. Antes del arranque inicial. Las cañerías y equipos que manejan la solución amina durante el funcionamiento normal deberán ser bien limpiados utilizando el método de dos pasos que se resumen a continuación.

1. Lavado con agua. Llenar el sistema de amina con agua tratada, circular y drenar.
2. Solución acuosa caliente: Llenar el sistema de amina con una solución diluida de amina, calentar a la temperatura normal de trabajo, circular, enfriar y drenar.

Este procedimiento no reemplaza los procedimientos normales de limpieza después de la instalación del equipo. Toda la cañería y equipos deberán ser bien sopleteados o lavados con chorros de agua durante su construcción.

Este procedimiento no es necesario para los arranques subsiguientes salvo que el equipo es dañado, el sistema es parado por un periodo largo de tiempo o se usara un nuevo tipo de solución amina. En el caso de daños severos con barros o productos corrosivos, un paso de lavado químico con cáustico diluido o ácido diluido puede ser necesario ser agregado al procedimiento de limpieza.

Gas inflamable, solución amina y líquidos calientes serán hallados durante este procedimiento. Durante arranques subsiguientes, cáusticos y ácidos pueden ser utilizados para los lavados



químicos. Asegúrese de seguir todos los pasos necesarios de precaución y los reglamentos para su eliminación.

Presión positiva deberá ser mantenida en todo momento durante este procedimiento para mantener el aire fuera del sistema.

En épocas frías, especial precaución deberá ser considerada para minimizar el potencial de congelamiento mientras el equipo esta siendo llenado con agua tratada y solución de amina diluido.

Formación de espuma y sus consecuencias

Uno de los problemas mas frecuentes en las plantas de Aminas es la formación de espuma.

Los operadores advierten su presencia cuando:

- Ocurre una gran caída de presión en la columna, sin explicación aparente
- Un aumento repentino en la remoción de gases ácidos, seguido de un brusco descenso
- Un cambio de nivel inesperado o fluctuaciones en cualquier recipiente

La formación de espuma provocará una pérdida de etapas de contacto efectivas, resultando en un producto fuera de especificación y/o en aminas mal regeneradas, dependiendo de si la formación de espuma ocurre en el contactor o en la torre regeneradora.

Los contaminantes como hidrocarburos líquidos, fluidos de tratamientos de pozos, inhibidores de corrosión, lubricantes, productos de degradación de aminas y partículas promueven la formación de espuma, pero lo que resulta más importante es que la estabilizan. Soluciones limpias de amina no forman espuma.

La espuma estable es el resultado de contaminantes que promueven la formación de una capa gelatinosa, incrementando la viscosidad superficial que inhibe el drenaje.

MDEA y MDEA formulada tienden a formar espuma estables con pequeñas cantidades de hidrocarburos líquidos y ácidos orgánicos.

Para corregir el problema en forma temporal, pueden usarse diversos agentes antiespuma.

Los que tienen base de siliconas son muy efectivos para algunas aplicaciones. En otras fueron efectivos los poliglicoles y los alcoholes de alto peso molecular. En nuestra Planta se utiliza antiespumante DEFOAMER 1017F, que es un poliglicol.

Es fundamental que el operador comprenda estos fenómenos pero lo mas importante que aprende a darse cuenta como se manifiesta y como debe proceder inmediatamente manifestado, el color el olor y la habilidad para emulsionarse pueden ser chequeados fácilmente.

El operador debe estar preparado para sufrir inesperadas formaciones de espuma en su contactor o en su regeneradora, debe actuar rápidamente ante esta anomalía, su sistema de antiespumante debe estar siempre operable.

Cuando comienzan los problemas de espuma en una planta se debe recurrir a las estadísticas de la operación y los análisis de laboratorio para poder determinar en primera instancia de cuales son las causas que la están produciendo.

Las consecuencias pueden ser muy importantes si no se actúa rápido, en nuestro caso al poseer una planta de dew point aguas abajo si no se actúa rápido podemos trasladar el problema de tal manera que no se pueda operar la planta de dew point por tener una contaminación masiva con aminas.

Observación de los equipos al llegar a Planta

Como se disponía de los operadores durante la etapa de montaje fue importante que el grupo encargado de operar la planta conozca los equipos por dentro.

Las observaciones tenían la finalidad de conocer los internos, observar su limpieza, conocer los internos de los equipos filtrantes, los platos de las torres absorbedoras y regeneradoras de tal manera de tener presente cuando se esta operando de cómo son los equipos por dentro, esto es muy



importante para poder evaluar algún comportamiento distinto durante las operaciones a corto y largo plazo.

Tratamientos químicos aguas arriba

Los contaminantes mas dañinos en los tratamientos aguas arriba de la planta son los surfactantes solubles en agua, o sea jabones. Muchos componentes son a veces mucho mas problemáticos que los hidrocarburos líquidos porque los surfactantes son solubles en las soluciones de amina, mientras que los hidrocarburos no lo son.

Por ello pequeñas cantidades, tienden a disminuir la tensión superficial de la solución de aminas.

El operador de planta debe conocer los nombres y la composición de los químicos de tratamiento que se están usando en las unidades aguas arriba, el MSDS provee buena cantidad de información acerca de los componentes en particular.

El aceite lubricante es otro contaminante común, este aceite de los compresores forma aerosol que pasa fácilmente a través de los separadores de entrada.

Se deben realizar en laboratorio ensayos de compatibilidades químicas entre los químicos de tratamiento aguas arriba y los productos utilizados en las plantas tal es el caso de aminas, glicoles etc.

Es por ello que antes de comenzar las operaciones se tengan muy en cuenta todas estas observaciones para evitar problemas tan serios que pueden terminar parando la planta por contaminación.

Puesta en marcha, test run y optimización de la operación

Estas tres etapas estuvieron bien definidas, finalizado el montaje de la planta los operadores tomaron parte de las tareas de puesta en marcha, a cargo de los responsables del Proyecto de Ingeniería de instalación de la Planta. No es interés de este trabajo hablar sobre las particularidades de la puesta en marcha, pero si mostrar la performance de la planta durante el test run y las tareas posteriores de optimización.

Como observación mas importante de la puesta en marcha inicial fue la contaminación del glicol de la planta LTS causado por formación de espuma en las torres absorbedoras, las consecuencias inmediatas fueron aumento del PH y concentración de amina, altos consumos de glicol y de elementos filtrantes en el sistema y un cambio en las variables de operación de la planta LTS.

Observaciones del test run

El objetivo de esta etapa fue la evaluación de la planta en las condiciones de diseño, para la cual se propuso incrementar la concentración de CO₂ en la alimentación utilizando para ello los pozos de mayor contenido de CO₂, la máxima concentración lograda fue de 4.3 % molar, sabiendo que las condiciones de diseño son 10 MMSm³/d y 5 % molar de CO₂.

Este periodo no fue constante, sino que se vio afectado por problemas de un sistema en arranque y además por los problemas propios de este tipo de plantas, tuvo una duración de 1 mes.

Desde el punto de vista operativo tuvimos que replantear algunos parámetros para minimizar la formación de espuma, para lo cual se trabajo en la temperatura de ingreso de gas y amina a las torres de contacto, tiempo de residencia en el flash de amina, presión del flash de aminas, temperatura de cabeza de torre regeneradora, caudal de ingreso lo más estable posible y cerca de los 10 MMSm³/d.



Con estas condiciones se logro trasladar el problema de espuma a la torre regeneradora, con una frecuencia de 5 a 6 situaciones aproximadamente por día solucionados con el agregado de antiespumante teniendo control sobre la contaminación de la planta LTS.

Aspectos ambientales

La Unidad Económica Loma La Lata mantiene un Sistema de Gestión Ambiental de acuerdo con los requisitos enunciados por la norma IRAM-ISO 14001 (1996).

Los AA (Aspectos Ambientales) derivados de las actividades, productos o servicios que se desarrollan en la Unidad Económica son identificados, evaluados y actualizados en PGA (Procedimiento de Gestión Ambiental). Aquellos AA evaluados como Significativos se mantienen bajo control a través de controles operativos, planes de contingencia y/u objetivos y metas establecidos en el PGA.

Finalizadas las tareas de puesta en marcha y test run de la planta, era necesario cumplir con la identificación de los AA que involucraban la operación de esta instalación perteneciente a Repsol YPF.

El criterio para poder cumplimentar los AA consistió en realizar una primera clasificación por posibles:

- Perdidas de fluidos en equipos
- Perdidas en bridas o conexiones de líneas
- Aperturas de válvulas de seguridad o de despresurización voluntaria
- Perdidas en bombas
- Emisiones gaseosas
- Generación de ruidos
- Limpieza y cambio de filtros
- Purgado de instrumentos
- Toma de muestra

Dentro de esta clasificación se realizo una segunda categoría consistente en separarlos por tipo de fluido, por ejemplo amina rica en CO₂, amina pobre en CO₂, antiespumante, Hot oil, etc.

Se analizaron 85 AA de los cuales algunos resultaron significativos, esto significa que deberían ser contenidos por control operativo, planes de contingencia, y/u objetivos y metas.

Los encargados de realizar los AA fueron el personal operativo de la planta quienes recibieron por parte de Repsol YPF una capacitación interna para poder dar cumplimiento a tal objetivo.

A modo ilustrativo podemos citar un ejemplo típico evaluado en esta instalación:

Generación de humos en antorcha

La descarga de líquidos de los equipos de pretratamiento de gas, ricos en su composición resulto en la identificación de impactos ambientales como uno de significancia por su quema en antorcha.

Como forma de control en un análisis en conjunto (operación, ingeniería y mantenimiento), resulto su aprovechamiento como carga al sistema de estabilización de liquido, recuperación y compresión de los gases residuales ingresando nuevamente con la corriente de gas a la planta.

Como resultado final, a un bajo costo se logró eliminar el AAS (Aspecto Ambiental Significativo) y además lograr un beneficio económico por la recuperación de líquidos y gas.



Procedimientos Operativos

Dando cumplimiento a la ISO 14001 y dentro de la categoría de documentación se encuentran los POOPER (Procedimientos Operativos).

Los POOPER describen las actividades, procesos y métodos específicos desarrollados por las distintas unidades de negocio o staff de la U.E. L.L.L. para el cumplimiento de la política y de los objetivos y metas ambientales. Otro aspecto saliente de la confección de los POOPER es la unificación de criterio para la realización de maniobras de operación.

Los POOPER son confeccionados y aprobados por el o los operarios y responsables de áreas o sectores, son examinados y revisados si es necesario, por el RD. El responsable de aprobarlos, además debe realizar la administración electrónica de los mismos asegurando el resguardo y fácil localización.

La estructura tipo de los POOPER se observa a continuación:

	TÍTULO DEL PROCEDIMIENTO		ISO 14001
U.E. LLL	POOPER-AM-01	PROCEDIMIENTO OPERATIVO	REVISIÓN: 0
			VIGENCIA: Fecha

OBJETIVO: se detallan los objetivos del procedimiento operativo

ALCANCE: fija los límites de alcance del documento, referente a temas y sectores

DEFINICIONES: Tag de equipos, válvulas, etc o terminología especial utilizada en el procedimiento

RESPONSABILIDADES: Sectores involucrados responsables de la ejecución y control del procedimiento

DESARROLLO: exposición y detalle del procedimiento. En el mismo, se detalla la situación inicial antes de ejecutar el procedimiento, la descripción de las tareas durante la ejecución y la situación final luego de las mismas.

REGISTROS: Describe la manera y el lugar donde se almacena o guarda la información referente al documento.

REVISÓ: NOMBRE DEL EMISOR DEL PROCEDIMIENTO	APROBÓ: NOMBRE DEL RESPONSABLE DE EMISIÓN DEL DOCUMENTO	HOJA 1 DE 1 POOPER- AM-01.doc
--	--	--

La clave o código es un conjunto de caracteres que hace único y de fácil identificación a cada procedimiento. Este debe constar, comenzando de la izquierda hacia la derecha, de las letras "PO"; identificando que se trata de un procedimiento operativo, seguido por las letras "MANTE" en caso de ser un procedimiento de mantenimiento u "OPER" en el caso de ser de operaciones y un código de hasta seis caracteres que identifican la sección, área, staff o unidad de negocio responsable de la actividad que controla el procedimiento en cuestión y finalmente un número de dos cifras comenzando por el "01".

Como ejemplo el primer procedimiento operativo de Aminas se codifica de la siguiente manera:
POOPER-AM-01



Finalizadas las tareas de Test de Planta se comienzan a realizar los POOPER correspondientes a la operación de la planta de aminas, el criterio a utilizar fue separar todas las operaciones independientes con su correspondiente POOPER.

El trabajo fue realizado por los operadores de la planta utilizando como parámetros fundamentales los adoptados por el diseño de la planta.

Se confeccionaron aproximadamente 32 POOPER de los cuales podemos citar algunos:

- Presurización de Planta
- Despresurización de Planta
- Disminución de carga a la Planta
- Cambio de filtros de partícula
- Cambio de carbón activado
- Manipuleo productos químicos
- Toma de muestras
- Cambio de Bomba Principal
- Operación sistema drenajes

Optimización de la operación

Finalizado el test run, el mayor problema que presentaba la planta eran las formaciones de espuma, las mismas eran formaciones puntuales que se solucionan agregando un batch de antiespumante, la situación estaba controlada, esto quiere decir que no teníamos contaminación hacia la planta de dew point pero sin embargo el problema continuaba.

Se replantea nuevamente los parámetros de operación, tiempos de residencia, reflujo del regenerador, sistemas de filtrado y concentración del solvente al 40 % ajustando la carga molar con aumento de la circulación

Por supuesto que el mejoramiento en la operación no se pudo ver en el momento sino que hubo que ser paciente y confiar en los cambios realizados los cuales eran lógicos para estos tipos de problemas.

Los consumos de antiespumantes se veían acompañados por consumos altos de aminas, hasta que pasado un mes del test run la planta comenzó a experimentar notables disminuciones de las manifestaciones de espuma.

Los gráficos respectivos mostrarán todo el historial, hasta el paro de inspección de la planta.

CONCLUSIONES

- La capacitación del grupo operativo debe ser continua.
- Los programas de seguimiento del solvente y la operación son fundamentales para conocer el comportamiento de la operación.
- Las inspecciones determinan la condición real de las instalaciones en el intervalo estudiado.
- Es fundamental conocer todo el contexto Operativo donde se ubica la Planta de Tratamiento.
- El tratamiento de agua tiene el mismo nivel de importancia y de criticidad que la planta misma de Aminas.
- Es fundamental tener un laboratorio de prestigio y bien equipado que acompañe la operación de la planta.
- Los programas de AA y POOPER no solamente sirven para cumplir con normas específicas sino que forman parte de la operación misma de la planta.
- Los operadores deben estar siempre atentos, deben operar siempre de un modo preventivo por mas que la operación este libre de formación de espuma o bajos niveles de corrosión.



BIBLIOGRAFÍA

- ✓ Manual de Operaciones y Puesta en Marcha AESA – TECNA / YPF S.A. Unidad Aminas. Yacimiento Gas Loma La Lata Neuquen Argentina. T. H. Russel co, Tulsa, Oklahoma Job N° 579
- ✓ Understanding Corrosion in Alkanolamina Gas Treating Plants.
- ✓ M.S. Dupart, T. R. Bacon, D. J. Edwards, Dow Chemical USA
- ✓ Corrosion in DGA Gas Treating Plants.M. K Seubert Arabian American Oil Company. G. D. Wallace J. R.
- ✓ Hydrocarbon Solubility in Amine Treating Systems by J. C. Dingman. TEXACO Chemical Company.
- ✓ Filtration C. Richard Pauley Chemical Engineering. July 1991.
- ✓ Amine Apareance Signals Condition of System. N. P. Liebermann Amoco Oil Co.
- ✓ Alkanoamines Operational,David E. Street/ Huntsman Comp.
- ✓ Gas Conditioning and Processing, John M. Campbell.
- ✓ How to Operate an Amine Plant, Don Ballard, Coastal Chemical Co.
- ✓ Analisis of Foaming Mechanisms in Amine Plant, C. Richard Pauley
- ✓ Carbon Activated, Calgon Carbon Corporation.
- ✓ Design and Operation of a Selective Sweetening Plant Using MDEA. Douglas H. Mackenzie and Francis Chiraka Prambil.
- ✓ Oxygen's Role in Alkanolamine Degradation. P. C. Rooney, M.S. Dupart, T.R. Bacon. Dow Chemical Co.
- ✓ Gas Spec Speciality Amines.



GRAFICOS







