

Evaluación crítica de selección de solventes de endulzamiento

Matilde Iommi

Transportadora de Gas del Sur

Sinopsis

El propósito de este trabajo es analizar las variables que intervienen en una elección de solvente, destacando aquellas que pueden eventualmente no ser suficientemente especificadas y que tienen importante impacto en la performance del solvente en operación. La selección puede darse en los siguientes casos: 1) Nueva instalación 2) Razones de necesidad de incremento de capacidad de tratamiento 3) Conversión de solvente por razones técnicas no conformes con el solvente en uso; estas situaciones interactúan con el soporte técnico post-venta no siempre con éxito.

No es propósito remarcar las condiciones operativas y de equipos, sin las cuales es imposible el diseño de un endulzamiento sino de proponer la suficiente caracterización de las siguientes, sin que se entienda esta enumeración como excluyente de otras posibles.

1) Caracterización completa del gas a tratar, que incluya no sólo los componentes más importantes sino también los minoritarios, trazas, como por ejemplo el O₂, sólidos, químicos de tratamiento etc.

2) Compuestos de derivación o degradación por reacción del solvente con elementos presentes en la solución circulante.

3) Relación entre la metalurgia existente o prevista y el solvente teniendo en cuenta el punto

4) Temperaturas máximas de reacción y su relación con la energía de regeneración y con el eventual desprendimiento de gases ácidos.

5) Análisis de la filtración adecuada, por su impacto en los fenómenos de erosión-corrosión y en la estabilidad y altura de espuma.

Es intención del trabajo compartir los criterios enumerados con los participantes, y destacar que los problemas en la operación de endulzamiento eventualmente pueden deberse a una insuficiente discusión e intercambio de información previo a la decisión de selección del solvente.

Introducción

La ingeniería de proceso de una unidad de endulzamiento se realiza naturalmente en base a variables básicas que incluyen la capacidad necesaria, es decir caudal de gas a tratar y porcentaje de CO₂ y/o SH₂. Ahora bien, tratándose de un proceso que remueve gas carbónico de gas natural por medio de circulación de aminas es imperativo considerar en la ingeniería, en forma prioritaria, los temas relacionados con la corrosión. Estos procesos se usan hace más de 40 años y su característica de “potencialmente corrosivos” son bien conocidos. Este concepto es independiente de la evolución que han experimentado tanto las aminas usadas, desde las simples (primarias, secundarias etc) hasta la aparición en el mercado de las llamadas formuladas (mezclas de distintas aminas con metildietanolamina). Esta evolución ha sido complementariamente acompañada por un progreso muy importante en las capacidades analíticas tanto en la identificación como en los niveles de detección de componentes que derivan de reacciones varias entre la amina y otros componentes de distinta naturaleza y magnitud presentes en la solución. Es así como han aparecido, en el concierto de las investigaciones realizadas por los fabricantes algunas sustancias de las cuales no se hablaba hace algunos años. En este sentido hoy sabemos que evaluar una amina y seleccionarla para un

determinado proceso implica entre otras cuestiones no menos importantes incorporar el concepto de si los componentes de la amina formulada son, en qué medida y en qué condiciones, precursores de algunos compuestos corrosivos. Es natural que, a partir de un pliego que indique las condiciones básicas requeridas, al menos tres, o tal vez cuatro empresas de primera línea tengan productos que cumplan con los resultados que el cliente necesita. Por lo cual, la pregunta es ¿Qué más evaluamos, que más preguntamos, que más informamos a los proveedores? El proceso de selección conlleva normalmente la frecuente consulta a clientes de las diversas tecnologías disponibles, pero, ¿son las mismas las características de la corriente a tratar?. Los problemas que surgen en cada instalación son graves en la medida que estos provocan la disminución del caudal tratado, una calidad deteriorada, o directamente una parada de planta para intervenciones de mantenimiento con la consecuente pérdida total de producción.

En relación a lo dicho en el párrafo anterior, los problemas de corrosión no dan señales inmediatas en un ensayo de recepción de planta, pero sí provocan situaciones de gravedad a corto o mediano plazo que son luego la causa de conflictos, malos entendidos entre la operación (cliente), el proveedor de la amina, o el tecnólogo en el caso de una nueva instalación.

Desarrollo

Podemos establecer dos clases de pautas que una ingeniería de este tipo de tratamientos debe imponer en función de mantener una operación saludable

- 1) Operativas a cumplir por el cliente fijadas por el tecnólogo/ proveedor de amina
- 2) Condiciones de diseño a tener en cuenta por el tecnólogo y por el proveedor de amina

Esta clasificación es solo a los efectos de ordenar las cuestiones que son responsabilidad del proveedor de la amina/ tecnología por un lado y las que son responsabilidad de mantener por la operación., pero que todas ellas deben estar suficientemente discutidas durante la selección del solvente y obviamente existe interrelación entre ellas.

Comentamos a continuación las más importantes en relación con la selección de aminas:

a) Relaciones molares de amina rica y pobre, es decir la carga máxima que podemos imponerle a la solución de amina para que el gas ácido no se libere en forma peligrosa antes de la regeneración y cuya diferencial de carga sea compatible con la remoción de carbónico esperada. En este punto que se entiende normalmente como muy básico, hay sin embargo, cuestiones para puntualizar.

Cada una de las aminas formuladas tienen una capacidad distinta de absorber el CO₂, por supuesto dentro de una misma línea o marca se elige la que posibilita cumplir con la especificación, pero es también observable que las distintas marcas de aminas para un mismo propósito de especificación tienen una energía de reacción distinta. Si observamos en las diferentes simulaciones que nos ofrecen las alternativas a nuestro alcance, seguramente podremos ver que hay diferencias entre las capacidades energéticas requeridas para el rebullidor del destilador. Esto puede llevar a decidir y seleccionar aquella amina que necesite menos energía para regenerar, lo que obviamente disminuye costos. Ahora bien, esto tiene una contrapartida naturalmente. Si necesita menos energía para regenerarse, es natural que tenga menos energía para liberar en la reacción con el CO₂. Entonces debemos tener en cuenta que la necesidad que dicha amina en su faz rica deba mantenerse mas rigurosamente en valores de carga de CO₂ lo mas bajos posibles. Si bien en general una relación molar de 0,40 a 0,45 pueden ser límites comunes para casi todas las marcas (aminas formuladas), no es igual la posibilidad de liberación de gas ácido si, como se dijo, la energía de regeneración es distinta. No debemos perder de vista que, en realidad, a pesar de la gran familia de compuestos corrosivos que nos pueden informar los proveedores, quizás el mas importante, y siempre presente es el propio gas ácido.

Se establecen los máximos en las relaciones molares de amina rica y pobre, y supongamos que la operación de la planta respeta esos límites. Estos tienen relación con la temperatura máxima dentro de la torre de contacto y con su perfil de temperaturas: las simulaciones normalmente provistas por el tecnólogo nos indican esa variable. Es muy importante asegurar la integridad de la torre contactora en la zona de máxima temperatura (zona donde es más fuerte la reacción, normalmente en el tercio inferior) esta variable se relaciona con la carga de la amina rica con la que es posible operar sin inconvenientes, por lo cual no puede ser motivo de cambios en sus límites, por parte del tecnólogo, posteriores al inicio de la operación, en el sentido que debemos, por ejemplo, bajar la carga de relación molar, cambiar caudales etc para bajar esa temperatura, si esto no proviene de un cambio de condiciones respecto a las informadas para el diseño en cuanto a contenido de CO₂ o caudal de gas.

b) Cantidad y distribución de partículas sólidas en solución, para mantener en un mínimo el fenómeno de erosión –corrosión: en este punto debemos considerar lo atinente al aporte de partículas sólidas y líquidas que proviene del gas a tratar tanto como el incremento que se produce por el aporte que realiza el propio sistema debido principalmente a las partículas de hierro por corrosión, aunque el nivel sea mínimo o tolerable. A partir de lo cual, compartiendo con el tecnólogo o proveedor de aminas debemos decidir qué nivel de sólidos en suspensión, y además que tamaño de partícula es admisible. Esta es una cuestión de ida y vuelta, esto es, si la planta es nueva debemos compatibilizar las exigencias del diseño con las que el proveedor de amina nos recomienda, si es existente, el proveedor puede aprobar el régimen de filtrado existente (50 %, 30 % etc) o debemos realizar cambios, o bien en el porcentaje de filtrado o en la característica de los elementos, es decir en el tamaño de partícula retenida, o eventualmente, en ambos. Lo que no debiera suceder es que haya un reclamo posterior a la selección de la amina de cualquiera de las partes en relación a la calidad del filtrado.

Respecto a la incorporación de partículas líquidas vale decir lo mismo dado que los coalescedores, se diseñan para una cantidad incorporada por la entrada de gases es decir los Kg / día, y además para el tamaño de partícula.

Por lo tanto, si respetamos estas consideraciones antes de seleccionar el solvente, es necesario realizar una buena caracterización de la corriente de alimentación lo que obliga a implementar colectores en línea y, si se considera que puede haber durante la operación variaciones de caudal importantes o, de puesta en servicio o salida de servicio de compresores (arrastre posible de niebla de lubricante) aguas arriba de la instalación, será necesario realizar una serie de determinaciones para lograr una buena caracterización de la corriente.

c) Lo dicho anteriormente respecto de la cantidad de sólidos es no solo importante como factor disparador de la erosión –corrosión, sino que, es también promotor de espumación. Aquí cabe hacer una reflexión: cuando hablamos de tamaño de partícula y estamos pensando en el filtrado, normalmente se decide filtrar en 10 o a lo sumo 5 micrones, con un beta de 5000, quizás nunca más abajo. Pero si el tema de sólidos lo estamos relacionando con la espuma, en realidad la teoría y las experiencias nos indican que son las partículas más pequeñas las que promueven mayoritariamente la espuma, digamos 1 micron o 2 micrones. Como no es ni práctico ni económico filtrar partículas más pequeñas, la única manera de minimizar esa cantidad es reducir al mínimo la corrosión. (partículas incorporadas por el gas de menor tamaño no se eliminarán en el filtro pero minimizamos la producida en el propio sistema). El valor de estabilización de los sólidos puede verse en el Anexo 1 relacionado con Diagrama 1 y Gráfico 1.

En relación a la espuma es otra vez relevante la importancia de informar los componentes minoritarios que pueden ingresar al sistema, es decir, volvemos al tema de una completa discriminación cualitativa y cuantitativa de los componentes menores de cualquier origen que pueden ingresar al sistema. Así como unas pocas ppm de antiespuma pueden deprimir la espuma, unas pocas ppm de algún contaminante puede promover la misma.

d) Límites indicados por los proveedores para los compuestos derivados de la oxidación/degradación de la amina: La presencia en las aminas de un radical alcohólico deriva, en

reacción con algún oxidante, oxígeno u otro, en aldehído y luego en ácido, siendo este corrosivo. También algunos compuestos provenientes de sales inorgánicas que terminan formando sales estables.

Este punto, referido a los productos corrosivos generados en operación, por contaminaciones varias, impone una atención particular. En primer lugar porque cada tipo de amina produce compuestos comunes y diferentes al degradarse u oxidarse. Estas diferencias pueden verse en las referencias 1, 2. En segundo lugar porque los niveles guía aconsejados para que no avance la corrosión no están adecuadamente consensuados entre los expertos a los cuales se recurre, y tampoco entre los proveedores de aminas. Observemos un ejemplo de “Lean Solution Quality” cuyas indicaciones están en Anexo 2. En este ejemplo particular no podemos dejar de lado la ausencia en la lista de la bicina, este aminoácido, al que se le adjudica muchas veces gran responsabilidad en problemas corrosivos sin desmedro de los THEED, HEOD y EG. Ahora bien, por qué no se establecían los límites de bicina, o los llamados valores condenatorios de la misma unos años atrás?. Simplemente porque, aun no había sido investigado el mecanismo de reacción con el O₂, en presencia o no de SH₂; pero a su vez sabemos que su crecimiento en la solución es mucho mayor cuando la amina formulada contiene DEA.

Los valores máximos de este compuesto son dispares entre los distintos papers, ya que según Referencia 3 el valor no debe superar las 200 ppm mientras que según Referencia 2, Anexo de guía de calidad del solvente, puede llegar a 4000 ppm (estamos ante 20 veces del valor menor). Esto, a nuestro entender es resultado de que no hay comprobaciones fehacientes del efecto relacionado con la concentración, y estos valores son publicados en base a datos de distintas plantas donde se identificaron problemas. Es posible que una diferencia de esa magnitud provenga de no tener demasiado claro el contexto general de otras variables, o presencia de otros compuestos, por ejemplo y su influencia sinérgica con la cinética de formación de bicina (Referencia 4)

e) Temperatura de regeneración: ésta es también una de las variables más importantes que suministra la simulación previa de una propuesta de solvente. Es deseable que la solución regenerada contenga la menor cantidad de CO₂, pero a su vez esto debe equilibrarse con una temperatura de fondo y un manejo del reflujo y presión de la torre de modo que no se supere la temperatura a la cual comienza en forma importante, la degradación de la amina. Por lo tanto, esto no puede tampoco transformarse en un tema de discusión posterior a un arranque inicial de una instalación, o un cambio de solvente en una instalación existente, o a un cambio debido a necesidades de aumento de capacidad. Este debe ser un punto tratado eficazmente en la selección del solvente y las condiciones de la regeneración deben ser garantizadas por el oferente y respetadas por el cliente.

En las de Diseño el oferente debe considerar y el cliente informar:

- a) Composición cualitativa y cuantitativa del gas de entrada, caracterización del mismo de impurezas posibles y niveles.
- b) Metalurgia y especial atención a los puntos de alta turbulencia.
- c) Velocidades de circulación en cañerías, selección de bombas
- d) Adecuada filtración

Los puntos a) y d) ya fueron comentados, pero dentro del a) Debemos prestar especial atención al tema de la presencia de Oxígeno, tanto en relación con la mencionada bicina como por su acción corrosiva particular. En este sentido la ingeniería puede indicar proteger con nitrógeno el tanque de amina, práctica conocida desde hace muchos años para evitar contaminación con el aire ambiente y también el recipiente de agua. El agua de reposición sólo introduce la cantidad de oxígeno que permite su nivel de solubilidad en las condiciones de temperatura y presión del reservorio. Cabe destacar que el tratamiento previo por Osmosis Inversa con que cuentan normalmente las plantas no retiene el O₂. Por haber sido éste uno de los elementos discutidos

ampliamente en relación a la presencia de bicina, se deben realizar análisis en línea, únicos que pueden garantizar resultados, como parte de la caracterización del gas a tratar.

Si el valor de oxígeno en el gas de entrada no es reportado para el diseño, es imperativo que el tecnólogo junto con el cliente discutan y evalúen en cada caso la importancia de medir y caracterizar ese ingreso.

En cuanto a las velocidades en cañerías y tiempos de residencia son habitualmente tenidos en cuenta en el diseño. Pero decididamente no se presta atención suficiente a todos los puntos de alta turbulencia, donde cualquier variable corrosiva potencia su acción aun en niveles muy bajos y donde se puede afirmar que sólo la elección de un material adecuado puede evitar corrosión. En este sentido es de destacar no solo la experiencia de distintas instalaciones, sino lo recomendado por empresas de trayectoria en la provisión de aminas. Existe una lista de metalurgia recomendada donde claramente el acero inoxidable 316L es el destacado para esos puntos y otros donde la liberación de CO₂ es inevitable.

Si, por ejemplo, aceptamos y comprobamos el crecimiento de bicina cuando una de las aminas en la formulación es la DEA, si aceptamos que el /los mecanismos de reacción son suficientemente conocidos cuando se diseña una planta y si aceptamos además que no solo bicina sino cualquier otro compuesto corrosivo (THEED por ejemplo) se potencia en zonas de alta turbulencia debemos aceptar el costo adicional que significa decidir la elección del material. Experiencias concretas demuestran que la presencia de bicina en el orden de 1000 a 2000 ppm, no provoca avances de corrosión en materiales adecuados.

Uno de los ejemplos mas comunes cuando hablamos de zonas de alta turbulencia son las bombas principales. La pérdida de rendimiento de las bombas principales llega a un punto tal que no es posible circular el caudal necesario de amina para cumplir con los requisitos de máxima relación molar en amina rica y con las especificaciones de salida del gas. Normalmente se elige acero inoxidable para los impulsores pero es común también decidir la carcasa con acero al carbono. La elección de un material resistente al medio resulta indispensable ya que cualquiera sea la causa del desgaste con la consecuente recirculación en las bombas, implica costos operativos altos que sin duda alguna compensan con creces la inversión inicial en carcasas de acero inoxidable. Pero, a esta altura, volvemos a enfatizar que la liberación del CO₂ en las zonas de turbulencia y también en otras (por ejemplo el plato de alimentación del destilador, o la zona de envolvente del plato de mayor temperatura en la absorbidora) es el factor común inevitable de corrosión.

Conclusiones

Tal como lo refiere el desarrollo, la principal motivación de este escrito es destacar la importancia de informar a los posibles oferentes de una tecnología de endulzamiento los puntos que normalmente están ausentes en un pliego, por el convencimiento de que dichos puntos se convierten en motivo de conflictos posteriores con responsabilidades difíciles de dilucidar. Estas ausencias muchas veces tienen origen en el desconocimiento propio del cliente, y otras, en que no se conoce de antemano la importancia que revisten. Debemos destacar que las herramientas analíticas actuales tanto en lo referente a la medición de muy bajos niveles de componentes como a su identificación hacen posible que se pueda llevar adelante una caracterización completa de la corriente a tratar y que esto no solo ayuda a asegurar la operación sin inconvenientes y sin costos inesperados sino también no deja lugar a los conflictos derivados de la aparición de novedades durante la operación que podrían perfectamente haber sido informados y discutidos a tiempo, y que sirven sin ninguna duda para decidir entre solventes que, en un preliminar análisis parecen equivalentes porque cumplen con las especificaciones de salida de gas requeridas pero que en el proceso tienen diferencias en su comportamiento.

También fue objeto de este escrito la necesidad de observar las diferencias existentes entre las aminas propuestas en cuanto a la energía requerida para regenerar, punto este que impulsa a decidir por la de menor requerimiento energético pero que nos debe hacer reflexionar respecto a

tener que pesar muy bien la contrapartida en la absorción , dado que de hecho podemos estar mas limitados en la carga ácida posible de sostener para evitar corrosión o incluso , problemas en la especificación de salida.

Además cabe destacar que no necesariamente es sólo responsabilidad del cliente decidir hasta que punto debe detallar la situación para el diseño o selección de solvente, sino que el proveedor debiera solicitar la información que considere necesaria para garantizar la performance de su producto, dado que es por supuesto quien mejor conoce los condicionamientos del mismo. A partir de todas estas consideraciones la oferta elegida debe contener un párrafo que asegure para ambos, cliente y proveedor, que la información emitida es suficiente en todos los aspectos para el esperado comportamiento del solvente.

Referencias

- 1-Contaminants in Amine Gas Treating- Randy Haws –CCR Technologies Inc- 2001 GPA Houston Regional Meeting
- 2- Contaminant Reporting in Amine Gas Treating Service- Randy Haws and Jim Jenkins CCR Technologies Ins- 2000 Sulfur Recovery Symposium
- 3- Increasing Profitability and Improving Environmental Performance by Maintaining Amine Solvent Purity – Arthur L. Cummings and Shade Mecum 50th Annual Laurence Reid Gas Conditioning Conference, year 2000
- 4- Amine Plant Corrosion Reduced by Removal of Bicine- Gary Lawson, Arthur Cummings Shade Mecum
- 5-Control of corrosion and fouling in amine sweetening systems- James D.Stray-Edmonton – Alberta
- 6-Tune up of amine system avoids costly new system-John Richerd, Philip Gilbert,
- 7-Remove heat stable salts for better amine plant performance- A.L. Cummings,S.M. Mecum
- 8-Oxygen's role in alkanolamine degradation-P.C.Rooney,M.S.Dupart,Tom Bacon
- 9- A critical look at amines: A practical review of corrosion experience over four decades-Michel Bonis, Jean Pierre Ballaguet, Chantal Rigaiil
- 10- Corrosion in Mdea Sour Gas Treating Plants:Correlation between Laboratory Testing and Field Experience-Nguyen Bich , Frank Vacha, Roy Schubert
- 11-Twenty Years Experience in Controlling Corrosion in Amine Unit-Sutopo and Rahmat Safruddin

Anexo 1:

Valor de sólidos de estabilización

La expresión se deduce teniendo en cuenta que se filtra , como ejemplo, el 50 % de la solución circulante en una unidad que retiene partículas mayores o iguales a , por ejemplo, 5 micrones
y : aporte de sólidos mayores o iguales a 5 micrones que provienen del gas de entrada o del propio circuito por corrosión o corrosión-erosión
x: partículas mayores o iguales a 5 micrones existentes iniciales en el circuito

$$0,5 (0,5 (0,5 (x + y) + y) + y) = \text{contenido del circuito}$$

Esto es igual a:

$$0,5^n x + 0,5^n y + 0,5^{n-1} y + 0,5^{n-2} y + \dots + 0,5 y$$

Esta serie se resuelve como

$$\frac{y(1 - 0,5^n)}{1 - 0,5} + 0,5^n x$$

Vemos que esto se resuelve cuando n tiende a infinito :

Contenido del circuito = y o sea igual al aporte

Cuanto menor sea la fracción filtrada mayor será el valor resultante de estabilización siendo, por ejemplo para 10 %, 9 veces la cantidad y . Podemos observar en el Diagrama 1 la evolución del filtrado , y obtener una curva del tipo mostrada en Grafico 1

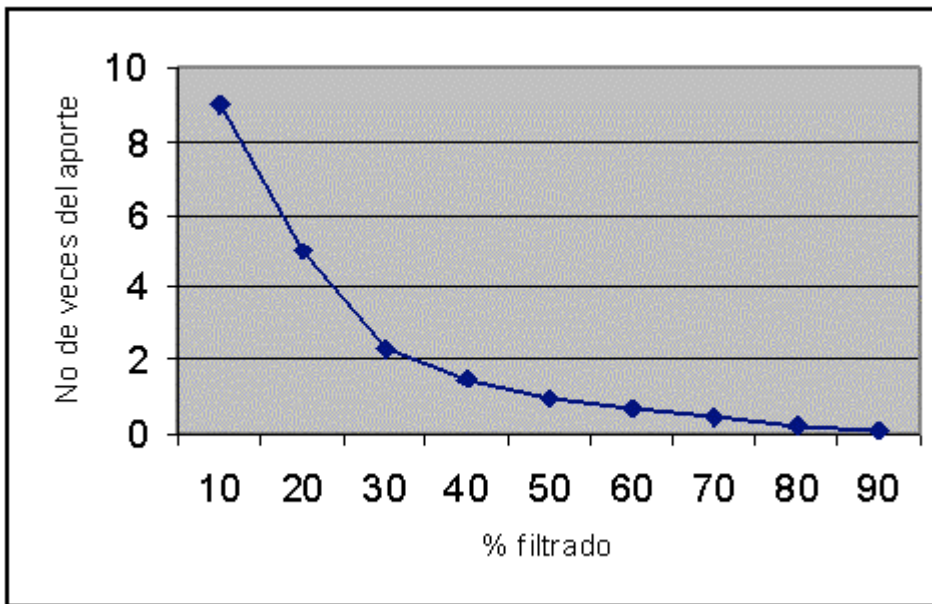


Grafico 1

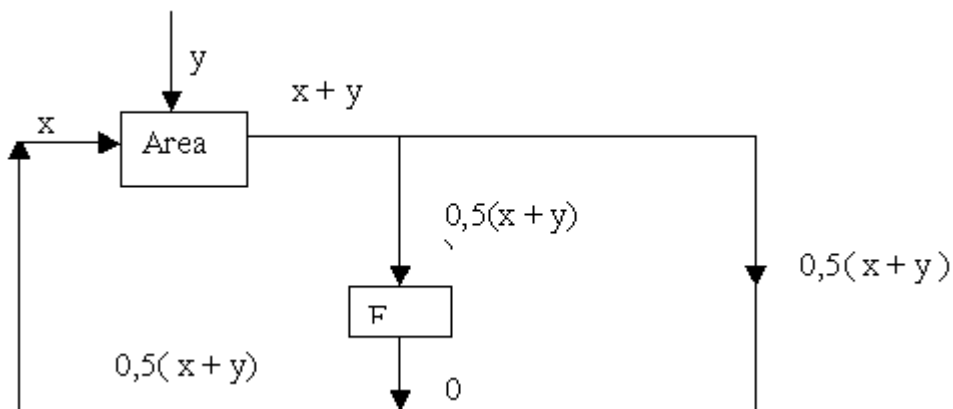


Diagrama 1

Anexo2

Ejemplo de lista de sales termoestables y componentes de degradación y sus máximos permitidos.

Oxalato	250 ppmw
Chloride	250 ppmw
Sulfate	500 ppmw
Sulfite	500 ppmw
Formate	500 ppmw
Acetate	1000 ppmw
Glycolate	1000 ppmw
Thiocyanate	10000 ppmw
Thiosulfate	10000 ppmw

Su contenido no debe superar el 0,5 % en peso del total de la solución

Indica además prestar atención a los químicos del tratamiento de calderas, al oxígeno, a los ácidos carboxílicos y a los químicos de tratamiento de los pozos. Habla de cuidar también la calidad del agua de reposición, haciendo hincapié en los cloruros como precursores de corrosión por tensión en el acero inoxidable.

Curriculum Vitae

Nombre y Apellido: Matilde Julia Iommi

DNI 5121846

Domicilio particular: Aguado 252- 8000 Bahía Blanca- Te. 0291 4547792

Dirección Laboral: Ruta 3 Km 701, Bahía Blanca

E-mail : Matilde_Iommi@tgs.com.ar

Fecha de nacimiento: 29 de julio de 1945

Estudios realizados: Ingeniera Química-Universidad Nacional del Sur-Bahía Blanca

Experiencia Laboral

Transportadora de Gas del Sur

-2/2005 hasta el presente: Jefe de Área Técnica : Asistencia Técnica a Producción, Laboratorio, Servicios Ambientales y de seguridad

-1/2000 a 2/2005: Jefe de Departamento de Servicios Auxiliares en el Complejo Cerri : comprende actividades operativas y de servicios

Operativas: sistema de generación y distribución de energía eléctrica, sistema de generación y distribución de vapor , tratamiento de desmineralización de aguas , sistemas de refrigeración, tratamiento y disposición de aguas residuales, sólidos por incineración.

Servicios: laboratorio de control , monitoreo de equipos de red de incendio y portátiles

-1994/2000: Supervisora de Laboratorio

-1993/1994 : Supervisora de Sector Laboratorio y Sector Mediciones del Complejo Cerri.

Gas del Estado

1986-1992: Jefe del Sector Técnico del Complejo Cerri: comprendió las actividades de supervisión de las Áreas de Procesos, Mediciones, Control de Cantidad y Calidad de Productos (balances de materia y energía, este tema se desarrolló e implementó en ese período) y Laboratorio de control químico de procesos y productos.

1982-1992: Jefe de Laboratorio con el área operativa anexa de tratamiento de aguas.

1979-1981: Durante este período se llevó a cabo en el Complejo Cerri la instalación y puesta en servicio de los trenes criogénicos, la deshidratación de gas por tamices moleculares, el tratamiento de etano por aminas , el fraccionamiento y los servicios de generación de EE.

1974-1979: analista de laboratorio con participación efectiva y continua en área de procesos de recuperación de hidrocarburos del gas natural por absorción.

Idiomas: inglés . buen nivel de comprensión , lecto-escritura y expresión oral .

Otras áreas con experiencia:

-Formación de equipo de gestión autodirigidos : desarrollo de la capacitación del grupo de agentes del laboratorio químico y facilitadora del grupo a partir de su autogestión desde 1997 al presente.

Actividad docente:

Cargos por concurso de antecedentes y oposición.

- Auxiliar de docencia de “Química General e Inorgánica” en el Departamento de Química , Universidad Nacional del Sur desde 1971 a 1975.

- Profesora Adjunta de Química General en la Universidad Nacional del Centro (Olavarría) 1973-1974.
- Auxiliar de docencia de “Análisis Matemático II”, Departamento de Matemática de la Universidad Nacional del Sur , 1971 a 1975
- Asistente de docencia de “Análisis Matemático II” desde 1975 a 1978.

-Auditora interna de ISO 14000 –Certificado de aprobación de Aspects International- 1997

Trabajos presentados

-Recuperación de glicol de una muestra con aguarrás y gasolina- Trabajo final de carrera presentado en el Primer Simposio Latinoamericano de Acondicionamiento y Recuperación de Hidrocarburos del Gas Natural. (año 1972)

-Tratamiento de Etano con Monoetanol amina , presentado en las jornadas de acondicionamiento de Gas , Neuquen 1996- Publicado

-Optimización de la Generación y Distribución de Energía en el Complejo Cerri- Presentado en el Congreso Pecom 2002.

-Control analítico de una planta de aminas y su relación con las variables operativas- Presentado en las Jornadas del IAPG en Tartagal. año 2002

-Análisis de capacidad de un tren de tamices moleculares – Presentado en Jornadas del IAPG , noviembre 2004, Neuquen