

GUÍAS PARA EL DISEÑO, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE PLANTAS DE TRATAMIENTO CON AMINAS

**Gerardo Maioli, Gustavo Guruchaga, Martín Raventos
Tecna S. A.**

Abstract

La performance operativa de una planta de tratamiento con aminas es función de diversas variables. Entre ellas se encuentran

- las condiciones de alimentación (presión, temperatura y contenido de dióxido de carbono)
- el solvente utilizado
- la configuración del esquema de proceso
- la filosofía de control e integración energética

En este trabajo se trata una serie de temas relacionados con el diseño y la operación de plantas de tratamiento con aminas para la remoción de dióxido de carbono, con el objetivo de identificar criterios que favorezcan la operabilidad de la unidad y minimicen la posibilidad de corrosión. El artículo está basado en información recopilada de casos que abarcan un amplio espectro de condiciones operativas: circulaciones de entre 150 y 2300 gpm (820 y 12500 m³/d respectivamente), caudales de gas tratar en el rango de 3 a 10 MMSCMD, contenidos de dióxido de carbono de entre 2,5 y 5% molar y climas fríos a cálidos. Asimismo, las unidades consideradas poseen distintas características en cuanto al nivel de remoción de dióxido de carbono, criterios de diseño y esquemas de proceso.

La principal conclusión de este trabajo, obtenida de las experiencias de los diseños efectuados hasta ahora, y contrastadas con los datos obtenidos de las plantas en funcionamiento, es que, operando la planta dentro de ciertos parámetros que se tienen en cuenta al momento de diseñarla, se pueden minimizar los problemas de corrosión y degradación del solvente, con la consiguiente disminución en los costos de reposición y evitando paradas innecesarias de planta y gas fuera de especificación.

Introducción

De todas las variables involucradas en el diseño y operación de una planta de tratamiento de gas con aminas, tal vez la más importante sea el contenido de *dióxido de carbono* (CO₂) y *sulfuro de hidrógeno* (H₂S) en el gas. El mismo condiciona fuertemente el solvente a utilizar, la cantidad de platos en la *torre contactora* (TC), la relación de reflujo en la *torre regeneradora* (TR) y los materiales de construcción, entre otros. Otros parámetros, como la temperatura de entrada del gas y la amina a la torre contactora, y las condiciones de regeneración resultan muy importantes a la hora de diseñar, así como el destino que se le da al gas de flash y la adecuada selección de materiales para la construcción de equipos y cañerías, tratando de minimizar costos sin provocar problemas de corrosión.

Los temas seleccionados han sido agrupados en dos secciones. Por un lado, aquellos relativos a la configuración del esquema de proceso y condiciones operativas. Por el otro, observaciones acerca de los equipos y los materiales de construcción.

Configuración del esquema de proceso y condiciones operativas

Gas de Flash

Las condiciones de operación de la torre contactora no sólo favorecen la remoción de CO_2 y H_2S sino que también causan la absorción de una pequeña parte del metano y el etano del gas. Este gas se separa del solvente al bajar la presión del mismo a la salida de la TC, razón por la cual se lo denomina *gas de flash*. Determinar qué destino darle a este gas es un problema que surge al diseñar una unidad de aminas.

En general resulta conveniente recuperarlo y utilizarlo como gas combustible, a menos que la TC opere a una presión muy baja y la cantidad absorbida no lo justifique.

El gas de flash contiene un alto porcentaje de CO_2 al separarse de la solución de aminas (más del 20% molar) y eventualmente algo de H_2S . Esto lo convierte en un gas de poder calorífico pobre y un fuerte carácter corrosivo, potenciado por el hecho de que se encuentra saturado de agua por haberse separado de una solución acuosa. Por otra parte, el H_2S constituye un problema desde el punto de vista ambiental. Por estos motivos se hace necesario tratar al gas de flash.

El tratamiento que recibe el gas de flash consiste en una absorción a baja presión en una pequeña torre rellena montada sobre el tanque de flash. No se justifica el empleo de una torre separada debido a que la altura de la misma no supera en general los 3 m y el tanque de flash es proporcionalmente grande como para sustentarla. El solvente utilizado en una fracción de la misma amina pobre empleada en la TC.

El gas tratado tiene un poder calorífico aceptable y puede ser utilizado como gas combustible. Sin embargo, la absorción a baja presión no es tan efectiva como la que ocurre en la TC y el porcentaje de CO_2 remanente es aún apreciable (alrededor del 13% molar). Además, puede arrastrar pequeñas cantidades de aminas y tener algo de H_2S en su composición. Todo esto hace que resulte conveniente enviarlo a algún destino definido que esté preparado para recibirlo, en lugar de destinarlo al sistema general de gas combustible. La práctica usual es enviarlo como combustible al horno de hot oil, diseñando los quemadores del mismo para recibir al gas ácido sin sufrir inconvenientes.

Relación de Reflujo

Cuando la unidad de aminas está destinada a remover exclusivamente CO_2 , el valor típico para la relación de reflujo en la TR es 1 (en moles de agua/ moles de gas ácido), aunque mismo puede variar dependiendo de las condiciones de presión y temperatura. Con tal reflujo, es posible regenerar la amina hasta una carga lo suficientemente baja como para lograr luego una absorción sin problemas en la TC.

Cuando hay H_2S presente en el gas, su concentración debe reducirse hasta valores del orden de 2 a 4 ppm. Para disponer de la fuerza impulsora necesaria en la TC, es necesario que

la carga de H_2S en la amina pobre sea reducida hasta trazas. En consecuencia la relación de reflujo debe aumentarse alcanzando valores de 3, 4 y hasta 5, lo cual se traduce en mayores caudales de circulación de la solución de aminas.

La relación entre el número de platos y el reflujo es la usual en cualquier destilación, es decir, aumentando la relación de reflujo se puede reducir el número de etapas. Sin embargo es de práctica usual diseñar la TR con 22 platos reales, de los cuales los 2 superiores actúan como platos lavadores, evitando el arrastre de aminas hacia el acumulador de reflujo. Un número mayor de platos no resulta conveniente desde el punto de vista mecánico.

Temperatura de Fondo de la Torre Regeneradora

En el fondo de la torre regeneradora debe tenerse un especial cuidado de no superar ciertas temperaturas que son un límite máximo para evitar la degradación térmica de la amina.

Si la amina es expuesta a temperaturas excesivas se descompone y forma productos corrosivos, algunos de los cuales pueden combinarse con la amina remanente y formar sales térmicamente estables. Los productos de degradación térmica pueden identificarse con un análisis detallado de laboratorio. La presencia de coloración marrón oscura y un fuerte olor a amoníaco tanto en la solución de amina o en el reflujo pueden indicar que se produjo degradación térmica.

La degradación térmica puede minimizarse de la siguiente manera:

- Limitar la temperatura de salida del reboiler a $127^{\circ}C$ para aminas con base MDEA. Los factores que pueden aumentar la temperatura de salida del reboiler son alta presión de operación en el fondo de la Torre Regeneradora, altas concentraciones de amina, y la acumulación de productos de degradación.
- Minimizar la temperatura de la solución de amina en contacto directo con los tubos del reboiler, llamada “temperatura de película”. La temperatura de película puede ser significativamente más alta que la de la masa de solución de amina. El valor máximo para unidades operadas con aminas con base MDEA es de $163^{\circ}C$. La temperatura de película aumentará con el flujo de calor, la temperatura del aceite calefactor y/o la temperatura de salida del reboiler. Los factores que aumentan el flujo de calor en el reboiler incluyen la generación de un exceso de vapor de stripping y la pérdida de área efectiva de transferencia de calor. Esto último puede originarse por ensuciamiento o acumulación de gases atrapados.

Adicionalmente al incremento en el potencial de degradación térmica, las altas temperaturas también aumentan las velocidades de otras reacciones de degradación y pueden promover disociación parcial de algunas de las sales térmicamente estables más débiles, lo cual resulta en corrosión por ácidos orgánicos en las áreas más calientes del sistema de amina.

El problema más serio para los operadores de planta radica en que las temperaturas de operación normales del fondo de la torre regeneradora están muy próximas al límite de degradación térmica, ya que para lograr una buena regeneración la temperatura de fondo debe ser alta. Por ello resulta aconsejable trabajar con la menor temperatura posible de hot oil, tratando de aprovechar al máximo el caudal del mismo disponible en las bombas y recurriendo sólo en última instancia a un aumento en su temperatura.

Formación de Espuma y Corrosión

La formación de espuma representa un grave problema para una planta de tratamiento de gases con aminas. La espuma impide la operación de la torre contactora, ya que se pierde la posibilidad de cumplir con la especificación deseada para el gas, y además se corre el riesgo de que el solvente sea arrastrado más allá de los límites de la unidad, poniendo en peligro las instalaciones que se encontraren aguas abajo. Por ejemplo, si la planta incluyera una unidad de ajuste de rocío, el solvente arrastrado podría contaminar el glicol. Adicionalmente la espuma desestabiliza los sistemas de control de nivel en el fondo de la TC y puede provocar el ingreso de grandes cantidades de gas al tanque de flash, alterando su normal operación.

La formación de espuma en la planta está estrechamente relacionada con la temperatura de entrada del solvente a la TC. Esto se debe a que si la amina ingresa a una temperatura demasiado baja, tiende a producirse la condensación de hidrocarburos pesados del gas en el solvente. Para prevenir este fenómeno se fija la temperatura de la amina unos cinco grados centígrados por encima de la temperatura de entrada del gas a la TC. Se debe prestar especial atención a los ventiladores del aerofriador de amina, si es que se utilizan estos equipos, o a las temperaturas del medio refrigerante de la amina, en su defecto.

La condensación de *hidrocarburos* (HC) se ve favorecida por altas concentraciones de amina en el solvente. Esto obedece a que, al aumentar la concentración de amina, aumenta la solubilidad de los hidrocarburos y aumenta la viscosidad del solvente.

La formación de espuma se podría prevenir utilizando concentraciones de amina menores a la recomendada (45% en peso). Sin embargo esto trae otras consecuencias no deseables. Si la concentración de amina es baja, la carga en la zona inferior de la TC puede ser demasiado alta y puede producirse el desprendimiento de burbujas, favorecido también por el hecho de que la temperatura alcanza su máximo valor también en esa zona. Las burbujas de gas ácido desprendidas provocan corrosión por erosión en los platos. En las unidades de remoción de CO₂, este tipo de corrosión en la TC se da especialmente en los platos del fondo, donde se absorbe la mayor parte del gas.

La remoción de los hidrocarburos condensados puede hacerse en el tanque flash o en el acumulador de reflujo de la TR. El drenaje debe efectuarse manualmente, ya que si los HC se drenaran automáticamente por acumulación de una capa sobre el solvente y la amina se encontrara espumada, podría ocurrir que algo de la misma se perdiera por el drenaje de HC.

Si llegara a producirse una acumulación de HC, los mismos podrían alcanzar el sistema de regeneración, donde formarían películas en los intercambiadores de calor y dificultarían la transferencia.

Para prevenir la formación de hidrocarburos, Se ha utilizado aislación térmica en los dos tercios inferiores de la TC, donde los efectos térmicos son más pronunciados.

Otro factor relacionado con la formación de espuma es la presencia de sólidos en el solvente. Las partículas sólidas pueden ingresar al sistema con el gas de entrada y el agua de reposición, formarse dentro del propio sistema por su corrosión o por degradación de la amina. Los filtros mecánicos ayudarán a mantener las partículas fuera del sistema, y un control periódico de sólidos totales es la principal herramienta de seguimiento.

Equipos y Materiales de Construcción

Corrosión por erosión: Acero al Carbono vs. Acero Inoxidable

La corrosión perjudica la performance de una planta de aminas por dos razones:

1. El deterioro directo de cañerías y equipos, principalmente en forma de picaduras, disminución de espesores e incluso rotura.
2. La acumulación de productos de la corrosión que puede afectar el funcionamiento de intercambiadores de calor y otros equipos.

La principal forma de corrosión encontrada en una planta de aminas se denomina *corrosión por erosión* y consiste en la combinación del carácter ácido del CO₂ y el H₂S con altas velocidades de flujo. En determinadas circunstancias, la solución de aminas puede liberar parte de los gases que ha absorbido antes de lo previsto. Estos gases se desprenden en forma de burbujas de gas ácido y saturado de humedad, que actúan sobre las paredes internas de cañerías y equipos formando las sales correspondientes (sulfuro y carbonato de hierro).

Si bien los sulfuros y carbonatos son productos de la corrosión, su presencia es positiva, ya que tienden a *pasivar* el metal. Esto significa que forman sobre él una capa delgada y firme que impide que la corrosión siga avanzando.

La corrosión por erosión ocurre cuando la capa pasivante es removida por la abrasión causada por el flujo del solvente. Cuando esto sucede, el metal tiende siempre a quedar expuesto y a corroerse continuamente.

La capa pasivante formada por el H₂S es más resistente que la generada por el CO₂, y es la más efectiva para proteger al metal de la corrosión. En determinadas circunstancias puede incluso permitir el empleo de acero al carbono en lugar de acero inoxidable en las cañerías. Sin embargo, si la relación moles de CO₂ / moles de H₂S presentes es mayor que 100, se considera en general que la capa no brinda la suficiente protección y se utiliza acero inoxidable. Además pueden tomarse otras medidas, como por ejemplo pintar el interior del separador de entrada con resinas epoxi.

No obstante su efecto benéfico, el H₂S puede constituir en sí mismo un agente corrosivo y causar *sulfide stress cracking* si se encuentra presente en cantidades suficientes (ver gráfico en la norma NACE MR0175-98, página 4).

Los factores que promueven la corrosión por erosión son

- Altas temperaturas
- Gas libre presente
- Partículas sólidas
- Altas velocidades de flujo
- Turbulencia

La erosión por corrosión es frecuentemente observable en codos, térs, válvulas, bombas, y en particular

- A la salida de la válvula de nivel de la TC
- A la salida del intercambiador amina rica / amina pobre
- En el tercio superior de la torre regeneradora

En estas últimas es conveniente utilizar acero inoxidable. En los platos inferiores de la TC puede también producirse corrosión si la temperatura y / o la carga del solvente son demasiado altas. Esto puede prevenirse con las siguientes medidas:

- a) Aumentar la circulación de solvente, a los efectos diluir los efectos térmicos y disminuir las temperaturas dentro de la TC.
- b) Aumentar la concentración de aminas en el solvente a valores próximos al de diseño, de modo de poder trabajar con menores cargas mol / mol y permitir una mejor “fijación” del CO₂ en la solución.

La construcción de los platos de la TC con acero inoxidable es una mejora que podría introducirse en el diseño.

Figura 1. Plato de la torre contactora.



Figura 1. Plato de válvulas de la torre contactora. En este caso, tanto el plato como las válvulas son de acero inoxidable.

Figura 2. Pasos de hombre en los platos de la torre contactora.



Figura 2. Pasos de hombre en los platos de la torre contactora. Todos los internos son de acero inoxidable.

El desprendimiento de burbujas de los líquidos en su punto de burbuja y las mayores velocidades relativas típicas de los sistemas bifásicos gas / líquido representan otra fuente de corrosión por erosión. Esto no puede ser totalmente evitado, en especial en las cañerías de amina rica, pero sí puede minimizarse manteniendo su carga en no más de 0,4 moles de gas ácido / mol de amina, utilizando al tanque flash para remover los hidrocarburos gaseosos físicamente absorbidos, y evitando excesivas temperaturas de salida del intercambiador amina / amina (no más de 100° C para la amina rica en el caso de los solventes con base MDEA).

Filtros de Carbón Activado

La efectividad de los filtros de carbón activado está ligada a la velocidad superficial del solvente en los mismos. Inicialmente se utilizaba una velocidad superficial 7,8 gpm/ft² (0,32 m/min). Posteriormente se mejoró su performance diseñándolos con una velocidad superficial de 5,3 gpm/ft² (0,21 m/min). De esta manera se logró una eliminación más profunda de los productos de degradación de la amina, y de las sales térmicamente estables.

Se debe tener en cuenta, no obstante, que para lograr una buena filtración de la amina es necesario no excederse de los valores prudentes en cuanto al período de utilización de la carga del filtro.

Válvula de Nivel de la Torre Contactora

Esta válvula constituye un lugar propicio para la corrosión por erosión, ya que la amina rica experimenta un gran descenso de la presión y se libera gran cantidad de burbujas de gas. Además, es probable que se produzca *cavitación* (al atravesar la válvula el fluido experimenta una caída de presión y luego una recuperación parcial de la misma; en esta recuperación de presión, una parte de las burbujas formadas puede colapsar, causando vibraciones que resultan nocivas para la válvula).

Se han probado dos tipos de válvulas. Por un lado se utilizaron válvulas globo con un trim en realidad diseñado para flujo de gases, construidas en materiales duros (CoCr – A para la jaula y el asiento). Resultó ser el más resistente para dicho tipo de válvulas, a partir de la experiencia acumulada. En otros casos se eligieron válvulas ángulo, y se obtuvieron buenos resultados. Otros modelos convencionales no ofrecen buenos resultados, y debe recurrirse a diseños especiales. En cualquier caso, debe efectuarse un seguimiento sobre estas válvulas. Tipos de Aminas y Cantidad de Platos en la Torre Contactora.

La cantidad de platos necesarios en la TC es función de las condiciones de entrada del gas, y de la amina utilizada. Cuando se utiliza una amina terciaria para absorber el CO₂, la temperatura máxima en la TC se alcanza en el cuarto inferior de la misma. Sin embargo, cuando hay H₂S presente el máximo se desplaza hacia arriba, dado que la reacción de absorción del segundo es mucho más rápida que la del primero y tiende a ocurrir próxima a la entrada del solvente a la torre. En la medida en que la amina desciende en la torre, comienza a absorber también al CO₂. Si el tiempo de residencia es excesivo el CO₂ puede desplazar al H₂S de la solución, ya que ambos reaccionan con la misma amina.

Esto plantea un problema a la hora de diseñar la torre, ya que un aumento en el tiempo de residencia, que depende del número de platos, de la altura del rebosadero, etc., no garantiza que se alcancen los niveles deseados de absorción. Se trata, en definitiva, de obtener una solución de

compromiso. En los casos en que el contenido de H_2S era importante, se ha diseñado la columna con tres posibles entradas de amina para poder trabajar con 10, 13 ó 16 platos, tratando de tener flexibilidad en la para bajar su concentración hasta las ppm requeridas.

La elección del solvente depende también del gas ácido presente en el gas de entrada. Si se quisiera remover solamente de CO_2 , la absorción resulta más selectiva con aminas primarias y secundarias. No obstante suelen utilizarse aminas terciarias que son menos corrosivas. En los casos diseñados se usaron aminas base MDEA (metildietanolamina), que requieren un mayor tiempo de contacto para producir la absorción adecuada. Para tener más flexibilidad en el control del tiempo de residencia, se diseñaron rebosaderos cuya altura se puede ajustar en dos valores (63 mm y 104 mm)

La entrada de gas a mayor temperatura favorece la cinética de las reacciones de absorción, aunque debe tenerse en cuenta que con las aminas utilizadas no deben superarse los $85^\circ C$ en el interior de la torre para evitar desfavorecer el equilibrio, e incluso causar la desorción, con la consiguiente pérdida de etapas.

Otro factor importante en la temperatura es el equilibrio. Temperaturas más bajas favorecen la reacción hacia el lado de la absorción (como también lo hace la presión), pero si son excesivamente bajas (menores de $26^\circ C$ en el caso de absorción de CO_2 con aminas base MDEA) la cinética de la reacción es muy lenta, resultando en platos de la torre que se desaprovechan.

La MDEA genérica no favorece la absorción del CO_2 , por lo que normalmente se emplean aminas formuladas, de mejor performance y aptas para remociones profundas, a los efectos de disminuir la circulación del solvente.

En contacto con el oxígeno, las aminas terciarias se oxidan para formar aminas primarias y secundarias y ácidos orgánicos. Esta degradación nunca es deseable, ya que los ácidos orgánicos son corrosivos y además pueden combinarse con la amina remanente para formar sales térmicamente estables. Por este motivo debe utilizarse blanketing en el tanque de almacenamiento de amina, en el surge drum y en el flash drum. El blanketing se realiza con el mismo gas natural o con nitrógeno.

En los casos en que el gas contiene H_2S , la degradación de la amina es aun más perjudicial, ya que las aminas terciarias tienen mayor selectividad hacia el H_2S frente a las primarias y secundarias, con mayor selectividad hacia el CO_2 , y resulta necesario utilizar blanketing incluso en el tanque de almacenamiento de agua. Esto se hizo en la ingeniería de la obra El Portón.

Bibliografía

- Norma NACE MR0175-98.
- Application of Amine Systems for Gas Sweetening: Decision Making and Design, Lupe Zamorano – Eric Stewart, III Exposición Internacional del Petróleo, Gas y Productos Afines, Argentina Oil and Gas Expo 1999.

Tabla 1. Comparación entre las distintas plantas de aminas realizadas por Tecna.

PLANTA			SÁBALO		LOMA LA LATA		CORONEL CORNEJO	EL PORTÓN		ZORRO III	SAN PEDRITO
CASO			E2-HOT	E2-COLD	SUMMER HIGH PRESSURE	SUMMER LOW PRESSURE		SUMMER NORMAL	WINTER NORMAL	HP - HT	T4 4 MMSCMD
Caudal de gas [MMSCMD]			2,74	2,78	10		3	3,5		5	3
% Molar CO ₂ a la entrada (diseño)			3,15	3,18	5		2,5	1,13		5	5
% Molar CO ₂ a la salida (diseño)			< 0,1	< 0,1	0,1		0,1	-		< 2	< 2
ppm H ₂ S a la entrada (diseño)			-	-	-		-	1000		15	15
ppm H ₂ S a la salida (diseño)			-	-	-		-	2		2	2
Solvente utilizado			GAS SPEC CSPLUS		GAS SPEC CS1		DOW CS1	JEFFTREAT MS-300		MDEA GENERICA	
Remoción de CO ₂ [SCMD]			85084	88008	497385	495252	76536	10660	8137	195461	144886
Remoción de H ₂ S [SCMD]			-	-	0	0	0	3479	3478	52	54
Carga amina rica [(mol CO ₂ +mol H ₂ S)/mol Amina]			0,337	0,355	0,417	0,415	0,365	0,169	0,140	0,407	0,381
Carga amina pobre [(mol CO ₂ +mol H ₂ S)/mol Amina]			0,00764	0,00724	0,00990	0,00993	0,01500	0,00819	0,00792	0,00371	0,00675
Circulación (amina pobre total) [m ³ /h (gpm)]			106,3 (468)	102,9 (453)	522,4 (2300)	522,4 (2300)	84,0 (370)	35,5 (150)	35,5 (150)	198,7 (875)	159,0 (700)
Reposicion de agua [m ³ /d]			6,579	10,188	40,889	41,538	12,456	2,283	1,973	17,225	20,196
Torre Contactora	Presión [kPa a]	(fondo)	8618,4	8618,4	7287,8	6598,3	7377,4	6299,7	6299,7	7309,1	7931,8
	Temperatura [°C]	Gas entrada	52,2	32,2	45,0	45,0	46,7	37,2	25,8	48,4	48,8
		Gas salida	60,2	62,1	49,1	49,2	55,5	45,0	37,3	60,9	60,9
		Amina entrada	57,7	57,8	48,9	48,9	51,7	48,9	48,9	53,0	56,1
		Amina salida	73,1	59,6	68,7	68,4	63,1	38,6	27,1	71,2	70,1
		Máxima	82,6	81,3	83,9	85,6	85,0	45,0	37,3	84,1	80,5
	Número de platos		20	20	20	20	20	10/13/16	10/13/16	22	22
Diámetro de la torre [m]		1,68	1,68	2,13	2,13	1,98	1,98	1,98	2,38	2,13	
Torre Regeneradora	Presión [kPa a]	(fondo)	193,1	193,1	193,1	193,1	179,3	191,0	191,0	207,8	188,9
	Temperature [°C]	Amina entrada	89,1	87,5	106,2	106,2	97,8	92,5	82,2	99,0	99,0
		Entrada cond.	98,9	99,0	93,3	93,3	94,2	107,2	107,2	99,5	96,5
		Fondo	124,1	124,1	122,9	122,9	121,1	123,8	123,8	125,7	122,4
		Condensador	52,2	52,2	48,9	48,9	48,9	45,0	45,0	53,0	57,0
	Número de platos		22	22	22	22	22	22	22	22	22
	Carga del reboiler [kcal/h]		6772647	6888462	31082926	31018221	5415600	2315116	2435788	12989910	8870612
	Relación de reflujo (mol agua / mol gas ácido)		1,000	1,000	0,929	0,931	1,014	3,200	3,200	1,000	1,000
Carga del condensador [kcal/h]		1810235	1860590	8666974	8640538	1326835	941557	776176	4132830	3128046	
Diámetro de la torre [m]		1,98	1,98	3,66	3,66	1,60	1,12	1,12	2,44	2,29	
Intercambiador Amina Rica / Amina Pobre	Temperatura [°C]	Entrada rica	72,90	59,5	68,4	68,2	62,9	38,8	27,5	70,9	69,8
		Salida rica	95,3	94,2	106,2	106,2	97,8	92,5	82,3	99,0	99,0
		Entrada pobre	124,1	124,1	122,9	122,9	121,1	123,8	123,8	125,7	122,5
		Salida pobre	101,40	89,0	85,6	85,4	87,3	71,2	71,2	92,3	85,7
	Calor intercambiado [kcal/h]		2311260	3425323	19036678	19117748	2756895	1759881	1759881	6348492	5530982
Aeroenfriador de Amina	Temperatura [°C]	Salida pobre	57,8	57,8	48,5	48,6	51,7	48,9	48,9	53,0	55,0
	Calor intercambiado [kcal/h]		10/18 4254935	2912296	17700528	17602840	2575620	712109	712806	7119116	4430307

Curriculums Vitae

GUSTAVO ADOLFO GURUCHAGA

ESTUDIOS

Terciario / Universitario:

1979-1985 Universidad de Buenos Aires – Facultad de Ingeniería.

Título: Ingeniero Químico.

CURSOS

Workshop sobre Lenguaje “C”, en SADIO.

Seminario “Sensibilización en Calidad Total” (Instituto de la Calidad Total).

Seminario de Gerencia Efectiva (Ipako).

Seminario sobre Negociación (Ipako).

EXPERIENCIA LABORAL EN TECNA S.A. – PASEO COLÓN 439 – 6° PISO – CAPITAL FEDERAL

Ingeniero de Procesos en la Gerencia de Ingeniería (TEDIN), participando en:

* Ingeniería Básica y de detalle de la Planta Descarbonatadora de Gas para YPF S.A. en Loma de La Lata, Pcia. de Neuquen.

* Ingeniería Básica y de detalle de la Ampliación de capacidad de la Planta de Ajuste de Punto de Rocío para Total Austral S.A. en San Roque II, Pcia. de Neuquen.

* Ingeniería Básica y de detalle de la Planta de Endulzamiento de Gas para Pluspetrol Energy S.A. en Coronel Cornejo, Pcia. de Salta.

* Ingeniería Básica de Tratamiento y Almacenaje de Gas en El Portón, para Repsol-YPF en el noroeste de la Pcia. de Neuquen.

* Ingeniería Básica en la Planta Sábalo de Ajuste de Punto de Rocío y Endulzamiento de Gas para Petrobras Bolivia en Bloque San Antonio, Bolivia.

* Ingeniería Básica en la Plata Zorro III de Tratamiento y Compresión de Gas en el Yacimiento Cerro Dragón en la Provincia de Comodoro Rivadavia.

* Elaboración de presupuestos varios.

GERARDO FRANCISCO MAIOLI

ESTUDIOS CURSADOS.

Secundarios	Técnico Químico (Enet N°1 "Otto Krause" –1973)
Universitarios	Ingeniero Químico (UBA – 1982)
Pos Grado	Ingeniero Sanitario (UBA – 1984)
	Ingeniero en Higiene y Seguridad (UTN – 1984)
	Master En Direccion De Empresas (EIN – 1999)

EXPERIENCIA PROFESIONAL

1985 a 1993	TECNA Estudios y Proyectos de Ingeniería S.A. Ingeniero en Procesos – Representante técnico – Ingeniero de proyectos.
1994 a 1997	GAS MEDANITO S.A. Jefe de Planta de Endulzado, Compresión y Tratamiento de Gas “EL MEDANITO”, Catriel, Pcia. de Río Negro. Jefe de Operaciones del Yacimiento “Aguada del Chivato”, Rincón de los Sauces, Neuquen
1998	GAS MEDANITO S.A. Gerente de Procesamiento de Gas y Servicios. Responsable del área Medanito y Caleta Olivia.
2001	TECNA S.A. Gerente de Fabricación y Construcciones

MARTÍN FEDERICO RAVENTOS

ESTUDIOS CURSADOS:

Próximo a graduarse en la carrera de Ingeniería Química de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires

Bachiller comercial (1992-1996) en el Instituto Santa María de los Ángeles.

OTRAS ACTIVIDADES DESARROLLADAS EN LA FACULTAD:

- Ayudante en Probabilidad y Estadística A durante el primer cuatrimestre de 2000.
- Modelado y simulación de una caldera de Dowtherm.
- Modelado y simulación de un reactor tubular bifásico para la obtención de acetal.
- Desarrollo de la tesis de grado en modelado de la transferencia de masa multicomponente en reactores de membrana.