

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA



**“ESTUDIO DE OPTIMIZACION DE PLANTA DE AMINA
EXISTENTE USANDO UN SOFTWARE DE SIMULACION”**

TESIS

PARA OPTAR POR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO PETROQUIMICO

ELABORADO POR:

MARÍA VALENTINA GAMERO DIAZ

PROMOCION 2007 - 2

LIMA – PERU

2012

DEDICATORIA

"Riquezas honra y vida, son la remuneración de la humildad y respeto al Señor." (Prov. 22:4)

AGRADECIMIENTO

Gracias a Dios, a Valecita y a Luchito

SUMARIO

Para el desarrollo de la siguiente Tesis se ha utilizado un software de simulación para predecir el comportamiento de la unidad de Aminas. Los resultados de la simulación son semejantes a los resultados reales obtenidos en la unidad de Aminas por ensayos de laboratorio. Sin embargo, esta semejanza se da siempre y cuando la variable de ensuciamiento por sales termoestables no se encuentre presente dentro de la unidad. Para eliminar esta variable, se ha desarrollado una metodología para purgar amina del sistema y mantener las sales termoestables dentro del rango de operación permisible. Esta metodología es técnica y económicamente ventajosa, y permite un mejor control operativo de la unidad.

ÍNDICE

	Pag.
DEDICATORÍA	I
AGRADECIMIENTO	II
SUMARIO	III
ÍNDICE	IV
1 INTRODUCCIÓN	1
2 MARCO CONCEPTUAL	3
2.1 Descripción de la unidad de Aminas	
2.1.1 Ubicación de la unidad	
2.1.2 Tipos de amina para la absorción de H ₂ S	
2.1.2.1 Monoetanolamina (MEA)	
2.1.2.2 Diglicolamina (DGA)	
2.1.2.3 Dietanolamina (DEA)	
2.1.2.4 Metildietanolamina (MDEA)	
2.1.3 Descripción del proceso y bases del diseño	
2.1.3.1 Bases de diseño	
2.1.3.2 Absorción	
2.1.3.2.1 Gas ácido	
2.1.3.2.2 Absorbedor	
2.1.3.2.3 Intercambiador amina pobre/amina rica	
2.1.3.2.4 Gas dulce	
2.1.3.2.5 Amina pobre	
2.1.3.3 Regeneración	
2.1.3.3.1 Amina Rica	
2.1.3.3.2 Regenerador	
2.1.3.3.3 Condensador de gases ácidos y acumulador de reflujo	
2.1.3.3.4 Enfriador de solución de amina regenerada	
2.1.3.3.5 Filtración	
2.1.3.3.5.1 Contaminantes	
2.1.3.3.5.2 Filtro de carbón activado	
2.1.3.3.5.3 Filtración mecánica	
2.1.3.3.6 Gases Ácidos del tope del Regenerador	
2.1.3.3.7 Almacenamiento de MDEA	
2.1.3.3.8 Incinerador Ácido	
3 OPERACIÓN	30
3.1 Comparación de las condiciones de operación de la unidad de Aminas	
3.1.1 Caracterización de la carga a la unidad de Aminas	
3.1.1.1 Sulfuro de hidrógeno, H ₂ S	
3.1.1.2 Oxígeno, O ₂	
3.1.1.3 Sales termoestables	
3.1.2 Variables de operación	
3.1.2.1 Temperatura de ingreso del gas ácido al Absorbedor	
3.1.2.2 Temperatura de ingreso de la amina pobre al Absorbedor	

3.1.2.3	Diferencial de temperatura entre la amina pobre y el gas ácido al Absorbedor	
3.1.2.4	Flujo de gas ácido hacia el Absorbedor	
3.1.2.5	Flujo de amina pobre hacia el Absorbedor	
3.1.2.6	Relación molar	
3.1.2.7	Concentración de la amina pobre	
3.1.2.8	Presión en el Regenerador	
3.1.2.9	Temperatura del Regenerador	
4	PROPUESTA	47
4.1	Formulación del problema	
4.2	Justificación	
4.3	Elaboración de simulación de planta de tratamiento de gas ácido con amina	
4.3.1	Absorbedor	
4.3.1.1	Corriente de gas ácido	
4.3.1.2	Intercambiador amina pobre/amina rica	
4.3.2	Regenerador	
4.3.2.1	Grados de libertad	
4.3.2.2	Concentración de la amina (MDEA)	
4.3.2.3	Agua de reposición (Make Up)	
4.3.2.4	Ajuste "S"	
4.3.2.5	Reciclo "R"	
4.4	Variación de las condiciones de operación en la Unidad de Aminas	
4.4.1	Temperatura del gas ácido	
4.4.2	Presión en el Absorbedor	
4.4.3	Concentración de la solución de amina pobre	
4.4.4	Flujo de amina pobre al Absorbedor	
4.4.5	Porcentaje de sales termoestables	
4.5	Monto de Inversión	
4.6	Escenarios de Evaluación	
5	EVALUACION TECNICO – ECONOMICA	59
5.1	Evaluación con corridas de prueba realizadas en la Unidad de Aminas	
5.1.1	Resultados de corridas de prueba: Primera Parte	
5.1.2	Resultados de corridas de prueba: Segunda Parte	
5.1.3	Comparación de resultados del simulador frente a datos reales	
5.2	Evaluación Económica	
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	82
6.1	Conclusiones	
6.2	Recomendaciones	
7	BIBLIOGRAFÍA	84
7.1	Publicaciones / Presentaciones	
7.2	Páginas web	
8	ANEXOS	86
8.1	Glosario y Nomenclatura	
8.2	Planos de Absorbedor y Regenerador	
8.3	Hoja de seguridad (MATERIAL SAFETY DATA SHEET) de la MDEA	
8.4	Manuales	

1. INTRODUCCIÓN

La unidad de absorción química de sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono, H₂S y CO₂ respectivamente, mediante aminas fue considerada anteriormente como una unidad secundaria dentro de una Refinería. Sin embargo, ahora atrae la atención debido a los altos estándares de calidad del gas tratado y la remoción de H₂S y CO₂ ⁽¹⁾.

Las aminas utilizadas para la absorción pueden ser la monoetanolamina, la dietanolamina y la monodietanolamina. Cada amina tiene propiedades específicas que la hacen adecuada para determinadas aplicaciones y condiciones. Para el caso estudiado, el diseño original de la planta de aminas contemplaba el uso de la monoetanolamina (MEA) pero luego de un análisis económico se decidió cambiar a la monodietanolamina (MDEA) por ser más ventajosa.

La unidad de aminas que será analizada en los siguientes capítulos es una planta integrada y se encuentra ubicada dentro de una Refinería de Petróleo.

La operación ineficiente e inestable de esta unidad se debe comúnmente a la acumulación de impurezas en la solución de amina. Estas impurezas incluyen a los productos de la degradación de la amina, iones específicos que interfieren con la absorción y co-productos de la amina en la forma de sales termoestables. Estas sales en la solución reducen la concentración de amina disponible para el tratamiento del gas. También, son las causantes de problemas de corrosión y conllevan a una mayor tendencia de espumamiento ⁽²⁾ de la solución. El espumamiento en la columna de absorción, las grandes pérdidas de amina, el ensuciamiento de intercambiadores, el menor tiempo de vida de los filtros en la unidad y la acumulación de sólidos en el empaque de la columna de absorción, son los problemas comunes asociados a la presencia de sales termoestables. Debido a ellos, la unidad de aminas tiene una parada de mantenimiento cada tres meses, con la consecuente pérdida económica asociada a una parada intempestiva de la unidad.

El estudio realizado en la presente Tesis corresponde a la optimización de una unidad de aminas. Esta optimización permitió evaluar las cantidades óptimas de uso de amina fresca para reposición y las mejores condiciones de presión y temperatura para la columna de absorción y despojamiento.

-
- (1) En el Perú, existe la norma DS 015-2006-EM “Reglamento para la protección ambiental en las actividades de los hidrocarburos”. En el anexo 4 de la misma se indican los límites máximos permisibles (LMP) provisionales para las emisiones atmosféricas, entre ellas el H₂S (152 mg/Nm³). Luego, en el año 2008, con la creación del Ministerio del Ambiente, se promulgó en DS 003-2008 MINAM, donde se probaron los estándares de calidad ambiental (ECA) para aire, siendo el del H₂S de 150 ug/m³.
- (2) Ver “Espumamiento” en **Glosario**

2. MARCO CONCEPTUAL

2.1 Descripción de la unidad de Aminas

2.1.1 Ubicación de la unidad

La unidad de Aminas se encuentra ubicada dentro de una Refinería de Petróleo.

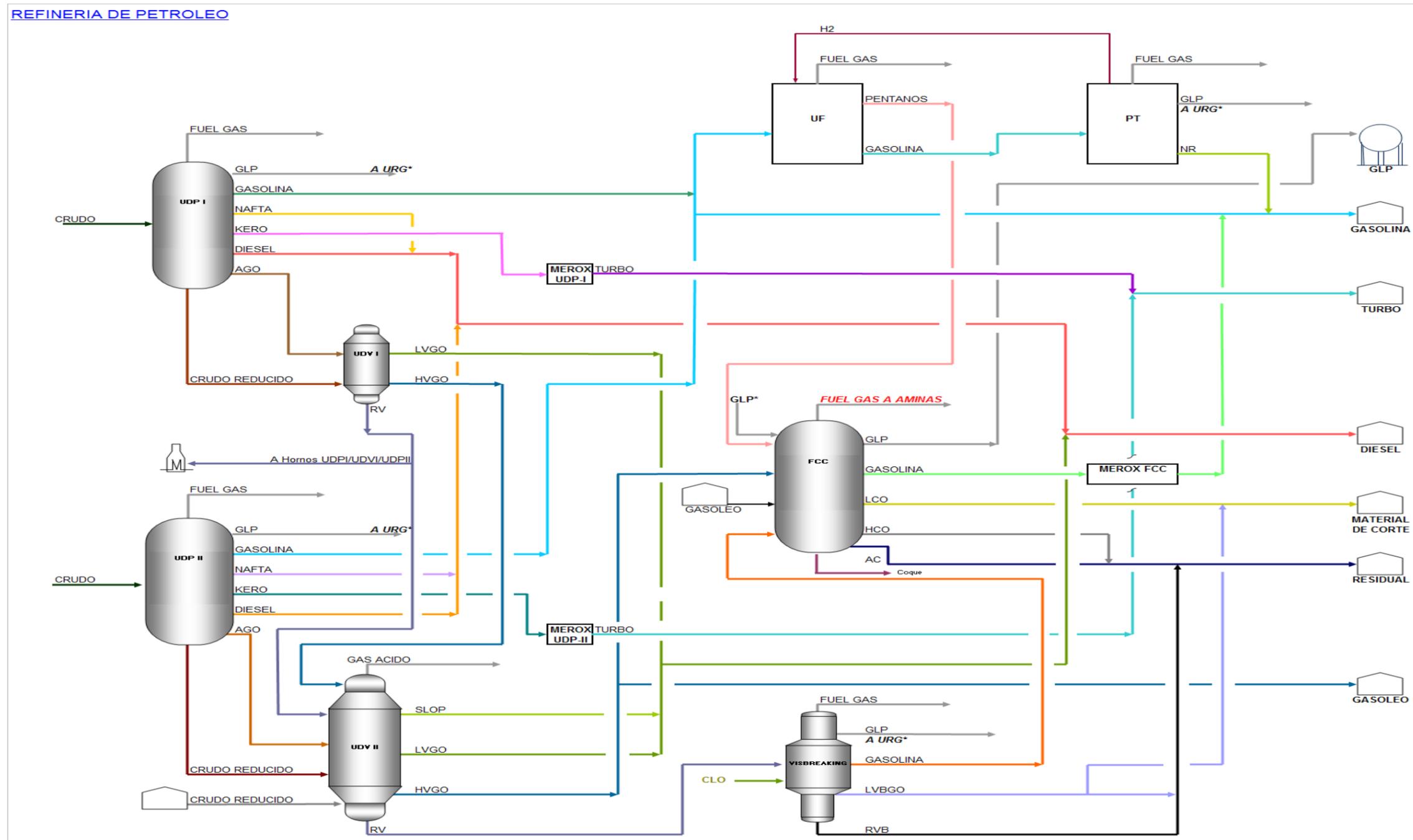


Diagrama 1: Unidades de Proceso dentro de una Refinería de Petróleo

Dentro de la Refinería de Petróleo, se encuentran las unidades de Destilación Primaria, Destilación al Vacío, Visbreaking, Reformado Catalítico y Craqueo Catalítico Fluidizado, FCC ⁽³⁾. Esta última unidad es la que produce un gas combustible sumamente ácido, el cual es la materia prima para la Unidad de Aminas. Luego de ser tratado en la unidad de Aminas, el gas dulce (con una mínima presencia de H₂S) es enviado a la unidad de Cogeneración, donde una turbina generadora de electricidad produce una potencia de 11 MW.

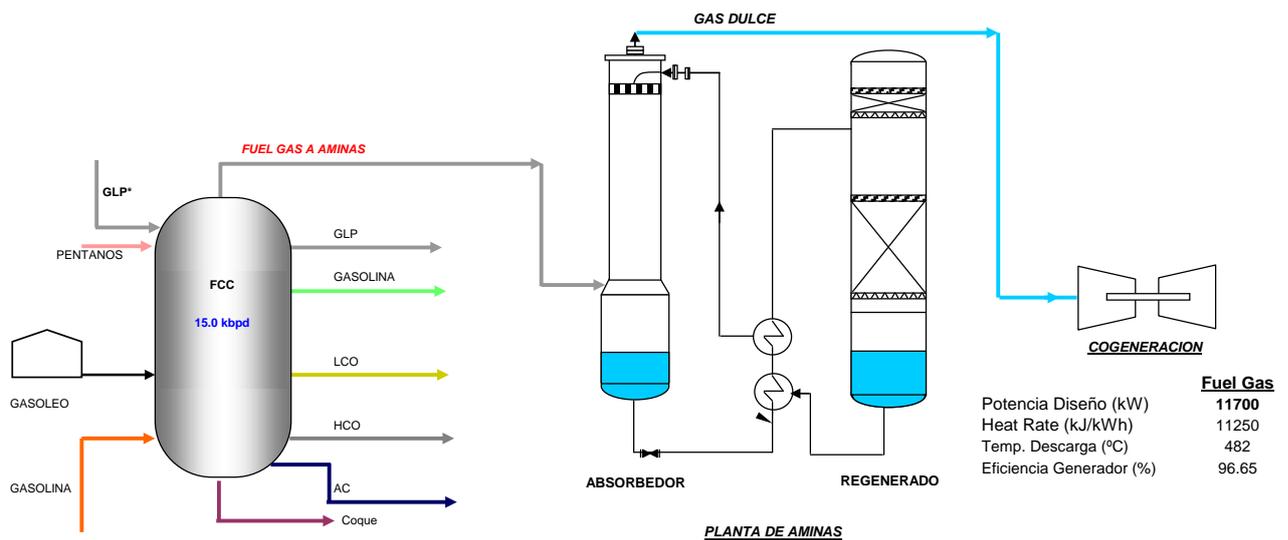


Diagrama 2: Unidad de Aminas

La descripción de la unidad de Aminas se hará en la sección 1.1.3.

2.1.2 Tipos de aminas para la absorción del H₂S

El criterio para la selección del tipo de amina ha variado a lo largo de los años. Históricamente, hasta los años 70's, la monoetanolamina (MEA) era la única amina considerada para el endulzamiento del gas (remoción del H₂S y CO₂). Luego, a la mitad de la década de los años 70's ocurrió un cambio de tecnología (menos costos operativos) de la MEA a la dietanolamina (DEA).

(3) Ver definiciones de las unidades en **Glosario**

En estos últimos diez años, la monodietanoamina (MDEA), la diglicolamina (DGA) y las soluciones de aminas mezcladas han ganado popularidad debido a sus menores costos operativos.

Para que una solución de amina sea adecuada para la industria, esta debe cumplir con las diferentes condiciones de operación a la que será sometida. Cada alcanolamina tiene un rango de operación diferente, en la Tabla 1 se muestra las condiciones de operación asociadas a cada alcanolamina.

2.1.2.1 Monoetanolamina (MEA)

La monoetanolamina fue la primera amina es ser usada masivamente por la industria. Es especialmente popular en servicios de tratamiento de gas y líquidos en refinerías. Tiene gran afinidad por el COS (sulfuro de carbonilo), además de la remoción del H₂S y CO₂. Tiene un alto punto de ebullición, por lo que la MEA puede ser regenerada a altas temperaturas en un “reclaimer” ⁽⁴⁾.

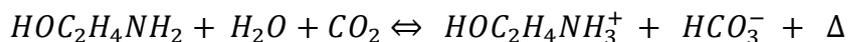
La concentración de la solución de MEA se encuentra entre 10% – 20% en peso. Entre todas las aminas es la que tiene el menor peso molecular ($\text{HOC}_2\text{H}_4\text{NH}_2 = 61,08$), por lo que tiene mayor capacidad de remoción de gases ácidos por volumen de solución. Esta característica hace que el caudal de recirculación en la unidad sea bajo.

En conclusión, las ventajas son su alta reactividad, bajo precio, estabilidad y facilidad para regenerarla, retirando así los contaminantes a través del reclaimer.

(4) Ver definición en **Glosario**

Entre sus desventajas, se encuentra la alta reactividad que tiene con agentes oxidantes como el COS, CS₂, SO₂, SO₃ y O₂ ⁽⁶⁾, formando productos solubles que deben ser retirados para evitar problemas de corrosión. Otras desventajas son su mayor presión de vapor, que ocasiona grandes pérdidas por evaporación, y su incremento en la velocidad de corrosión a altas concentraciones.

Las reacciones de la MEA con H₂S y CO₂ son las siguientes:



2.1.2.2 Diglicolamina (DGA)

La DGA se usa en un rango de concentración entre 40% - 60% en peso. Así como con la MEA, los problemas de corrosión se evitan manteniendo una relación de gas ácido / amina de 0,3 – 0,4 mol/mol.

Como la DGA trabaja a altas concentraciones puede absorber mayor cantidad de gas ácido, requiere menor flujo de circulación de la solución y menos vapor en el rehervidor ⁽⁶⁾. También, a causa de su bajo punto de congelamiento, de -34 °C para 50% de

(5) COS: Sulfuro de óxido de carbono
CS₂: Sulfuro de carbono
SO₂: Dióxido de azufre
SO₃: Trióxido de azufre
O₂: Oxígeno

(6) Ver definición en **Glosario**

concentración en peso, su uso es recomendable para plantas donde el clima pueda alcanzar temperaturas bajo cero. En adición a su afinidad con el H₂S y el CO₂, la DGA no reacciona irreversiblemente con compuestos como COS, CS₂, SO₂ y SO₃.

2.1.2.3 Dietanolamina (DEA)

La concentración de la solución de DEA se encuentra entre 25% - 35% en peso. El rango de carga de gas ácido por DEA está entre 0,30 – 0,4 mol/mol, esto es para salvaguardar el equipo en caso sea acero al carbono. Para acero inoxidable, la relación puede llevarse hasta 1 mol/mol.

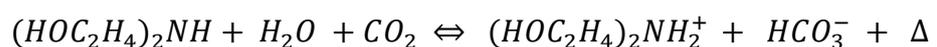
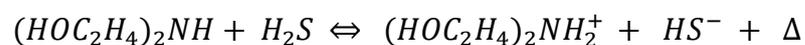
Los productos de degradación de la DEA son menos corrosivos que los de la MEA. La exposición al O₂ produce ácidos corrosivos, COS y CS₂, que pueden reaccionar irreversiblemente con la DEA. La DEA no puede ser regenerada en un reclaimer ya que se descompone por debajo de su punto de ebullición a presión atmosférica. Para este caso se hace necesaria una regeneración con un reclaimer al vacío.

Por ser una amina secundaria, tiene una afinidad menor para las reacciones con H₂S y CO₂, por lo que su uso no es recomendable para flujos de gas con baja presión (se recomienda su uso por encima de los 500 psig).

En estos casos el flujo de vapor de despojamiento debe aumentar pero aún así, esta medida podría no funcionar y la solución debería ser cambiada de todos modos.

La DEA tiene mayor resistencia a la degradación por el COS y CS₂, además de tener menos pérdidas por evaporación.

Las reacciones de la DEA con el H₂S y el CO₂ son las siguientes:

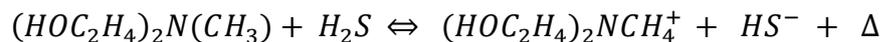


2.1.2.4 Metildietanolamina (MDEA)

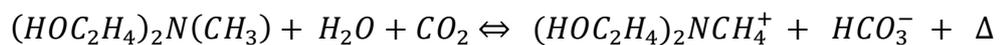
Debido a su baja reactividad, se requiere de alta concentración en la solución, entre 30% - 50% en peso, para la absorción del gas ácido. También, por ser una amina terciaria, el grado de reactividad con el CO₂ disminuye por lo que solo la reacción con el H₂S es la preponderante (la amina terciaria, al no tener ningún hidrógeno unido al nitrógeno no podrá reaccionar con el CO₂ para formar carbamatos). Otra característica es su menor presión de vapor, lo que provoca menos pérdidas por evaporación.

Los beneficios son el menor flujo de recirculación y el dimensionamiento de equipos de menor tamaño (menor número de etapas teóricas en el Absorbedor y Regenerador para aplicaciones específicas). Más aún, el calor de reacción de la MDEA es menor que el de otras aminas, por lo que se requiere de menos energía en la regeneración y de rehervidores más pequeños.

La reacción de la MDEA con el H₂S es la siguiente:



La reacción con el CO₂ solo se da si antes el CO₂ ha reaccionado con agua formando así un bicarbonato que a su vez reaccionará con la amina:



A diferencia de la reacción con el H₂S, que es rápida y se da en la fase gas, esta reacción se caracteriza por ser lenta y darse en la fase líquida.

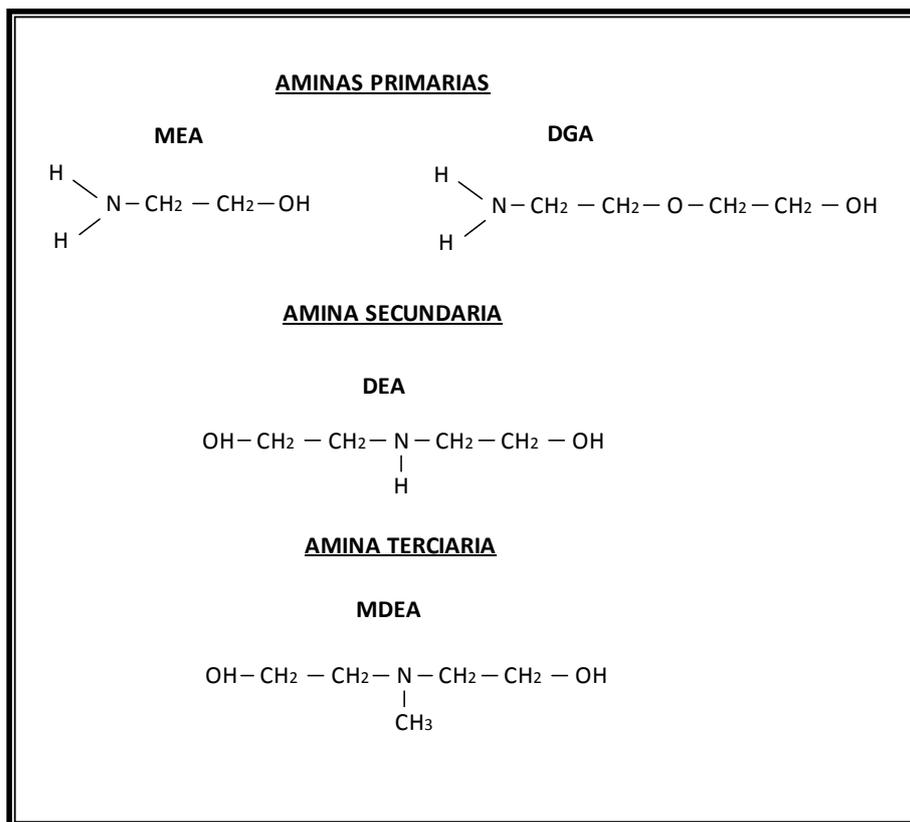


Diagrama 3: Formulas químicas de diferentes aminas en el mercado.

		Tipo de amina			
		MEA	DGA	DEA	MDEA
Concentración de amina (%)		10-20	40-60	25-35	30-50
Carga gas ácido (mol/mol)		0.35	0.4	0.4	0.45
Peso Molecular		61.08	105.1	105.1	119.2
Capacidad absorción gas ácido		baja	media	media	alta
Selectividad		H₂S y CO₂	H₂S y CO₂	H₂S y CO₂	H₂S
Corrosión		alta	baja	media	baja
Calor de reacción con H₂S	Conc. (%)	20	50	30	50
	Btu/lb	650	674	493	450
		alta	alta	media	baja
Flujo de circulación	Conc. (%)	15	50	30	50
	gpm	1459	471	538	286
	m³/h	331	107	122	65

Tabla 1: Comparación de las condiciones de operación de las diferentes aminas en el mercado

Debido a su menor consumo de energía para regenerarla y su alta reactividad con el H_2S , la amina utilizada para el presente estudio es la MDEA.

2.1.3 Descripción del proceso y bases del diseño

En la unidad de Aminas, se elimina el componente ácido (H_2S) de la corriente de gas que va a alimentar a la Turbina de Gas de la unidad de Cogeneración. Para ello, se utiliza una solución de amina que tiene la propiedad de absorber el gas ácido, H_2S . Llamaremos amina pobre a la solución de amina sin componentes ácidos, y amina rica cuando tenga H_2S . Llamaremos gas ácido al gas con alto contenido de H_2S , y llamaremos gas dulce al gas cuyo contenido en H_2S sea igual o menor a 500 ppm. El componente ácido (H_2S) de la corriente de gas puede causar corrosión.

En un principio, la unidad de Aminas de la Refinería en la que se realizó el estudio, fue diseñada para trabajar con MEA pero luego a finales del año 2005 se cambió el tipo de amina, de MEA por MDEA.

La unidad de Aminas está compuesta por los siguientes equipos:

- Dos columnas (Absorbedor y Regenerador)
- Bombas de MDEA pobre y recirculación
- Rehervidor, condensador del Regenerador, intercambiador de amina pobre /amina rica y enfriador de MDEA.
- Acumulador de reflujo
- Incinerador gas ácido (generado en el tope del Regenerador)
- 2 Filtros mecánicos y un filtro de carbón activado
- Tanque MDEA, foso de recogida MDEA y bomba sumidero MDEA.

2.1.3.1 Bases de diseño

La unidad está diseñada para procesar 175.9 kmol/h de gas ácido (120% del caudal normal) procedente del Absorbedor de Esponja ⁽⁷⁾ de la unidad de FCC.

Este gas ácido llega hacia el Absorbedor de la unidad de Aminas con las siguientes condiciones:

- Temperatura de entrada normal: 48 °C
- Presión de entrada normal: 12.5 kg/cm²g
- Contenido normal de H₂S: 6.45 %vol.
- Contenido máximo de H₂S: 8.30 %vol.

La composición de diseño del gas ácido se muestra en la Tabla 3.

El contenido máximo de H₂S en el gas dulce que se enviará a la Turbina de la unidad de Cogeneración será como máximo de 500 ppm en peso.

La concentración máxima de gas ácido (H₂S + CO₂) en la amina pobre, es decir, a la salida del Regenerador, y la concentración de gas ácido en la amina rica, es decir a la salida del Absorbedor serán de:

$$\text{MDEA pobre: } 0.10 * \frac{\text{mol (H}_2\text{S+CO}_2\text{)}}{\text{mol MDEA}}$$

$$\text{MDEA rica: } 0.35 * \frac{\text{mol (H}_2\text{S+CO}_2\text{)}}{\text{mol MDEA}}$$

(7) Ver definición en **Glosario**

Composición	Caso Normal %vol.	Caso Máximo %vol.
H ₂ O	0.84	0.83
N ₂	15.31	15.01
CO ₂	2.97	2.91
SO ₂	0.014	0.014
SO ₃	Trazas	Trazas
H ₂ S	6.45	8.3
H ₂	19.34	18.97
C ₁ H ₄	24.69	24.2
C ₂ H ₄	11.98	11.75
C ₂ H ₆	14.88	14.58
C ₃ H ₆	1.89	1.86
C ₃ H ₈	0.54	0.53
C ₄ H ₈	0.37	0.377
C ₄ H ₁₀	0.39	0.38
C ₅ H ₁₂	0.135	0.132
C ₆ H ₁₄	0.19	0.18
TOTAL (kmol/h)	175.88	175.88
P.M. (kg/kmol)	21.87	22.11
TOTAL (kg/h)	3847	3889

Tabla 3: Composición de diseño para el gas combustible

El factor de “Turn – Down” ⁽⁸⁾ de la Unidad será del 60%. La temperatura de la amina pobre a la entrada del Absorbedor será como mínimo 5 °C superior a la temperatura del gas ácido a tratar. Se usará vapor de 17 kg/cm² g de presión como fuente térmica para la unidad.

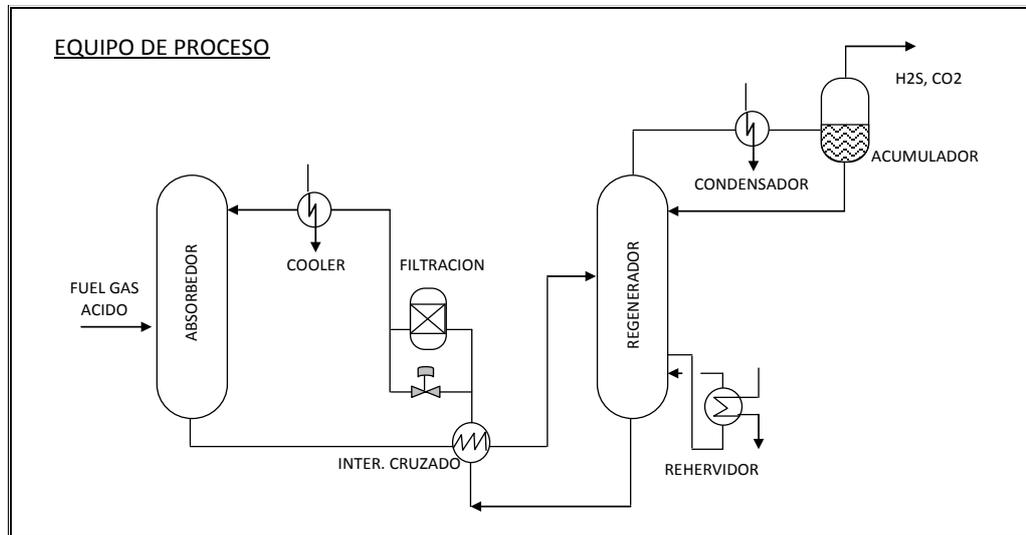


Diagrama 4: Esquema del Procesos simplificado

2.1.3.2 Absorción

2.1.3.2.1 Gas ácido

El gas ácido proveniente de la unidad de FCC ingresa por la parte inferior del Absorbedor.

2.2.3.2.2 Absorbedor

En el Absorbedor entran en contacto el gas ácido combustible y la solución de amina de tal manera que la amina pueda absorber los componentes ácidos del gas. El interior del

(8) Ver definición en **Glosario**

Absorbedor puede estar compuesto por platos ó un lecho empacado. La elección del interior está supeditada a los requisitos del tratamiento, operación en carga mínima, velocidad del fluido, entre otros factores. Para el caso estudiado, el Absorbedor tiene en su interior un empaque modelo FLEXIPACK 250 Y KOCH. La altura del relleno depende del grado de absorción y del grado de eliminación deseado. En este caso el empaque está dispuesto en un lecho de 5.04 m de altura y 0.738 m de diámetro. La eficiencia del empaque es sensible a la distribución del líquido (MDEA) a través de la sección transversal de la columna, por lo que se utiliza un distribuidor de líquido a la entrada del tipo VSI de Sulzer.

La solución de amina regenerada (amina pobre) ingresa por la parte superior de la columna y fluye hacia abajo. La velocidad de circulación de la solución de amina regenerada depende de factores de diseño, del tipo de amina usado y de la concentración de amina. La transferencia de masa está dada por el equilibrio vapor-líquido entre el gas ácido y la amina.

Una vez que la velocidad está establecida, se podrán fijar los otros parámetros operativos. Normalmente se fija la temperatura de la solución de amina regenerada que llega al Absorbedor con 5 °C por encima de la temperatura del gas ácido. Esto permite que el líquido, con mayor temperatura que el gas, evite la condensación de éste. Si el gas se enfriara, se produciría la condensación de hidrocarburos en la columna, lo que conllevaría a problemas por formación de espuma ó también llamado espumamiento.

Dado que la reacción ácido-base en el Absorbedor es exotérmica, es de esperar que ocurra un aumento en la temperatura de la amina a la salida del mismo. La solución de amina que sale por el fondo de la columna es la amina rica. Por

lo general hay un aumento de temperatura de 5 a 7 °C en la solución de amina rica saliente.

La mejor indicación para monitorear el desempeño de la columna es el diferencial de presión a lo largo de ella. Esta es la mejor indicación para cuando existan problemas de formación de espuma ó cuando el empaque no esté funcionando correctamente.

De acuerdo al fabricante de la planta, la inspección del Absorbedor debe hacerse periódicamente, cada 5 años. La condensación de los hidrocarburos también se deposita en el empaque, provocando la formación de espuma, pérdidas de solución de amina y escasa remoción de gases ácidos. El diferencial de presión indica cuando el empaque del Absorbedor se encuentra sucio. En estos casos, se debe poner fuera de servicio al Absorbedor para limpiarlo. La frecuencia de esta limpieza estará dada por la cantidad de contaminantes en la corriente de alimentación.

Ver plano del Absorbedor en Anexos.

2.1.3.2.3 Intercambiador amina pobre/amina rica

La función de un intercambiador cruzado es recuperar una parte del calor contenido en la solución regenerada caliente que sale del Regenerador y transferirlo a la solución de amina rica. Comúnmente, la solución de amina rica abandona el Absorbedor a una temperatura de hasta 67 °C. La temperatura de la solución de amina regenerada que sale del Regenerador por lo general se encuentra entre los 118 y 124 °C. Después del intercambiador cruzado, la temperatura de salida de la corriente de amina rica debe encontrarse a unos 99°C y la de la pobre a 93 °C.

Los problemas más comunes del intercambiador cruzado son la corrosión y/o erosión. La corrosión del intercambiador cruzado

se produce principalmente cuando se liberan los gases ácidos en el extremo caliente del intercambiador. La posibilidad de que los gases ácidos se vaporicen se incrementa cuando aumenta la carga en la solución de amina. Se produce una mayor carga cuando se reduce la circulación ó la concentración de la amina pura (MDEA) en la solución. La combinación de suficiente flujo de solución y contrapresión del intercambiador cruzado en el lado de la amina enriquecida en gases ácidos (amina rica), debería evitar la vaporización de gas ácido, y no por ello perder eficiencia.

Para evaluar el desempeño de los intercambiadores deben monitorearse las temperaturas alrededor de los intercambiadores de proceso. Las incrustaciones reducen la eficiencia operativa de la planta y pueden impedir que la planta procese la cantidad de gas deseada.

La pérdida de amina en los intercambiadores cruzados puede detectarse mediante el análisis de muestras de la solución regenerada que ingresa y que sale del intercambiador. Las fugas ocurren cuando la carga es mayor "aguas abajo". Un intercambiador con pérdidas puede hacer que el gas tratado no cumpla con las especificaciones ya que aumenta la carga de solución de aminas regenerada.

La presión del Absorbedor deberá mantenerse a través del intercambiador cruzado. Mantener presiones altas (en el rango de 12.5 a 13 kg/cm²g) reducirá la vaporización de los gases ácidos de la solución de amina rica, minimizándose así el exceso de corrosión en válvulas de control, intercambiador de calor y tuberías aguas abajo. Trabajar a altas presiones aumenta el costo del equipo pero también su vida útil. Generalmente, la solución de amina rica se envía por el lado tubos.

2.1.3.2.4 Gas dulce

Dentro del Absorbedor, el gas ácido asciende a través del empaque, distribuidor de amina y el “demister” ⁽⁹⁾ ó separador de gotas, lavándose en contracorriente con la solución de amina, que procede de la parte superior. La solución de amina absorbe selectivamente el H₂S contenido en el gas ácido a tratar. Este gas entra al Absorbedor con una concentración de H₂S máxima del 8.3% vol ⁽¹⁰⁾ y sale con una concentración menor a 500 ppm ⁽¹¹⁾. La solución de amina que sale del Absorbedor es la amina rica.

El gas tratado, gas dulce, es usado para la producción de electricidad en la unidad de Cogeneración.

2.1.3.2.5 Amina pobre

La amina pobre sale del fondo del Regenerador e ingresa a la parte superior del Absorbedor a través de un distribuidor de líquido.

Es importante para la buena operación de la columna que se distribuya bien el líquido a través del empaque del Absorbedor. La eficiencia en la transferencia de masa dentro del Absorbedor (para nuestro caso una columna empacada) depende en gran manera de la calidad de la distribución del líquido en su paso a través del empaque. Para alcanzar una máxima eficiencia es imprescindible conseguir una distribución homogénea del líquido a través de la sección transversal de la columna.

(9) Ver definición en **Glosario**

(10) Porcentaje dado en volumen. Este valor fue dado para el diseño de la unidad, sin embargo, el H₂S real en el gas ácido está muchas veces por encima de este valor.

(11) ppm: partes por millón en volumen. 1% en volumen equivale a 10000 ppm. El valor de 500 ppm es el valor máximo permisible por diseño para el gas que alimenta a la turbina de Cogeneración.

La amina pobre, se introduce a 5°C por encima de la temperatura del gas de entrada en el Absorbedor.

2.1.3.3 Regeneración

2.1.3.3.1 Amina rica

La amina rica en H₂S se regenera en el Regenerador, eliminando el H₂S disuelto, para reutilizarla.

La amina rica sale del fondo del Absorbedor, alimentando el lecho inferior del Regenerador. Absorbe el calor de la amina pobre en el intercambiador cruzado de amina rica / amina pobre. Una vez calentada la amina rica, se introduce en el Regenerador por encima del empaque y a través de un distribuidor de líquido Sulzer modelo VSI.

2.1.3.3.2 Regenerador

La función del Regenerador es regenerar la solución de aminas. Esta regeneración se hace mediante un rehervidor instalado en la parte inferior del Regenerador. El rehervidor suministra suficiente calor a la solución para invertir el sentido de la reacción ácido-base que ocurrió en el Absorbedor. Esto se logra tratando la amina con el vapor producido en el rehervidor. Alrededor del 90% al 95% del gas ácido se elimina de la solución de aminas en el Regenerador. El otro 5% a 10% se eliminan en el rehervidor. El Regenerador consta de dos lechos empacados, Flexipack 250Y KOCH, el inferior de 8.190 m y el superior de 0.42 m equivalentes a 28 platos teóricos. El relleno superior se emplea para eliminar el arrastre de MDEA de los gases de tope, ya que estos gases se ponen en contacto con el caudal descendente del condensado ácido de reflujo.

La solución de amina rica ingresa al Regenerador de 2 a 4 platos por debajo del plato superior. La cantidad de gas ácido que se elimina de la solución aumentará cuando aumente la

cantidad de vapor que pasa a través del empaque del Regenerador.

A fin de minimizar el consumo de energía mientras se mantiene el gas dulce dentro de las especificaciones, el calor aplicado al rehervidor debe controlarse mediante la temperatura del tope del Regenerador. Esta temperatura es proporcional al consumo de energía. El punto de ebullición de la solución depende de la composición de la solución de aminas, de la concentración de amina en la solución y de la presión en el Regenerador.

La temperatura del rehervidor no se ve afectada por la cantidad de vapor y por ello no suele ser una variable controlada.

El rehervidor puede poseer un rebosadero que mantenga el nivel por encima de los tubos de calentamiento. Los tubos del rehervidor siempre deben estar cubiertos con 6 a 8 pulgadas de líquido para evitar que un área localizada se seque y se recaliente. Si alguno de los tubos quedara expuesto, podría producirse una fuerte corrosión y una degradación de la solución de amina. El líquido que se vierte en la parte superior del rebosadero es solución regenerada, donde ya se eliminó la mayor parte del gas ácido.

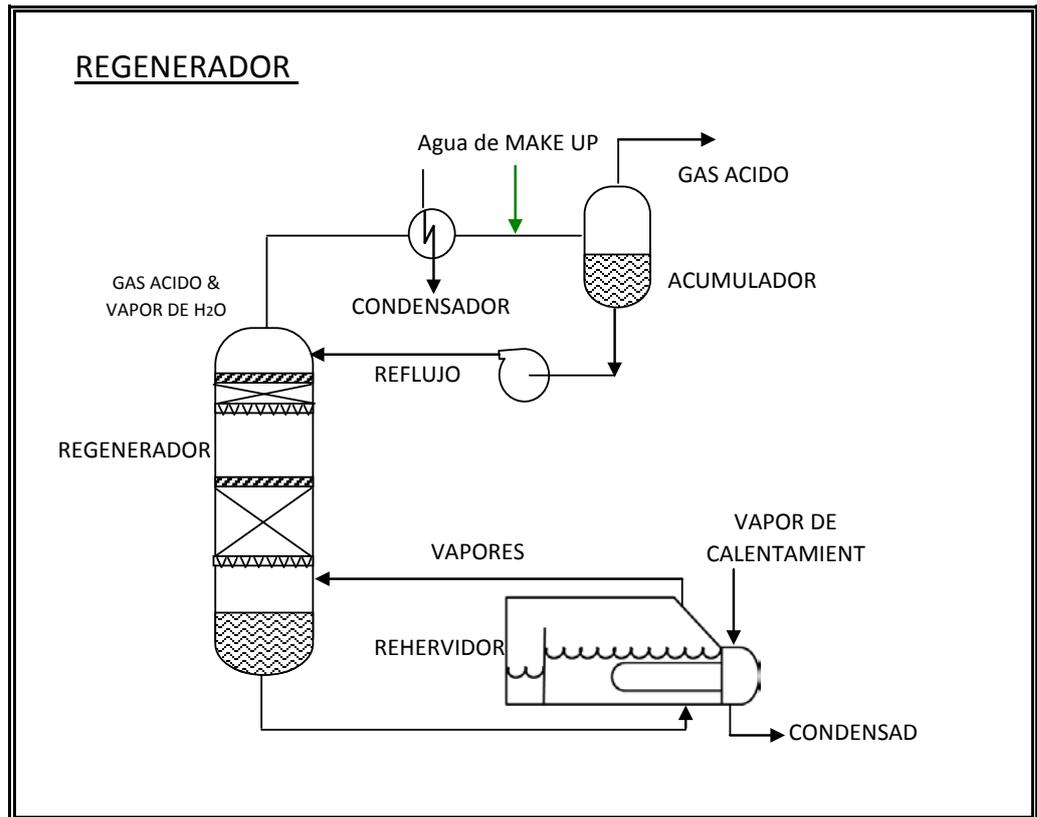


Diagrama 5: Configuración del regenerador y rehervidor

Para evitar la degradación térmica de la solución de amina, deberán evitarse temperaturas de vapor superiores a los 177 °C. Cuando se opera el Regenerador lo ideal es no superar una temperatura máxima de solución de 127°C. El Regenerador opera con una presión en el tope entre 0.6 y 1 kg/cm²g para mantener la parte inferior de Regenerador por debajo de la temperatura de degradación de la amina. El monitoreo periódico de la temperatura de vapor del rehervidor asegura que no se produzca ningún recalentamiento.

Se utiliza vapor de agua (a presión) como fluido de calentamiento en el rehervidor. La temperatura de la solución de amina regenerada se controlará mediante la inyección de vapor de calentamiento hacia el rehervidor. Para el control de la temperatura se instala una válvula de control de temperatura en la admisión de vapor de calentamiento, y no en la salida del

condensado ⁽¹²⁾, para evitar que haya un exceso de condensado en los tubos. Cuando el condensado inunda parcialmente los tubos del rehervidor, el calor se concentra en la sección superior del conjunto de tubos, con el consiguiente riesgo de causar fallas en los tubos.

Ver plano del Regenerador y del rehervidor en Anexos.

2.1.3.3.3 Condensador de gases ácidos y acumulador de reflujo

El acumulador de reflujo es, en esencia, un separador gas-líquido. Con el calor apropiado entregado al rehervidor, la temperatura del vapor en la parte superior del Regenerador es de unos 98 a 102 °C. La función del condensador de gases ácidos es enfriar el vapor para convertirlo en condensado ácido. Los gases ácidos abandonan la unidad y el condensado ácido cae hacia la parte inferior del acumulador. La bomba de reflujo regresa entonces el condensado hacia la parte superior del Regenerador. El objetivo del reflujo es mantener baja la concentración de aminas en la parte superior del Regenerador. Normalmente hay entre 1% y 1.5% de amina en el reflujo.

2.1.3.3.4 Enfriador de solución de amina regenerada

La función del enfriador de la solución de amina regenerada es enfriar la solución de amina regenerada hasta la temperatura apropiada antes de que ingrese al Absorbedor. Si el enfriador estuviera incrustado o si su capacidad se viera superada, aumentará la temperatura de la solución de amina regenerada. Una solución con temperatura por debajo de la del gas ácido de entrada al Absorbedor podría resultar en un gas tratado fuera

(12) Ver definición en **Glosario**

de especificación o en la condensación de los hidrocarburos y posterior ensuciamiento del empaque del Absorbedor.

Para evitar la condensación de hidrocarburos, la solución de amina regenerada se encuentra 5°C por encima de la temperatura del gas de admisión.

2.1.3.3.5 Filtración

Tanto la filtración mecánica como la filtración con carbón activado mantendrán la calidad de la solución de amina. El filtro de carbón elimina los contaminantes químicos, como productos de degradación ó moléculas de hidrocarburo grandes. Los filtros mecánicos eliminan las partículas sólidas de la solución.

2.1.3.3.5.1 Contaminantes

Identificar y estudiar a los contaminantes en la unidad de Aminas evitará problemas futuros como:

- Gas dulce fuera de especificación
- Degradación de la solución de amina
- Espumamiento
- Pérdida de solución de amina
- Corrosión
- Incrustación

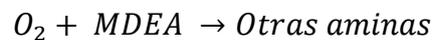
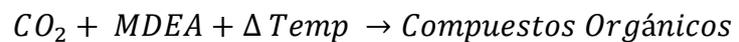
Los contaminantes que existen en la unidad de Aminas provienen de dos fuentes: del gas ácido de entrada al Absorbedor (los cuales originan reacciones secundarias) y del agua de reposición (ó de Make Up ⁽¹³⁾).

(13) Ver definición en parte “b” de esta misma sección

a) Gas ácido de entrada al Absorbedor

Por tratarse de un gas de refinería y provenir de la unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado (FCC) es de esperar que contaminantes como el oxígeno (O₂) y el monóxido de carbono (CO) se encuentren presentes. Estos compuestos son contaminantes debido a que su presencia desencadena reacciones que degradan la amina (MDEA) en otros productos, lo cuales no absorben el H₂S. La cromatografía del gas ácido se puede ver en la sección 4.1.1.

Los productos de degradación de la amina se originan a partir de:



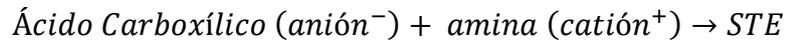
Es importante recordar que todas las aminas se degradan y que el tipo de amina usada da origen a diversos compuestos orgánicos. Algunos ejemplos del primer caso son el metanol (CH₃OH) y el óxido de etileno (C₂H₄O). En la Tabla 4 se puede apreciar una lista con los compuestos de degradación de la MDEA.

Para el segundo caso, la degradación de la MDEA origina la DEA y la TEA ⁽¹⁴⁾.

En el tercer caso, al igual que en el primero, todas las aminas se degradan en ácidos carboxílicos.

(14) Ver definición en **Glosario**

Son estos ácidos los que reaccionan con la amina para formar sales termoestables (STE). El tipo de amina da origen a diferentes tipos de ácidos carboxílicos.



Algunos ejemplos de sales termoestables son el formato, oxalato, acetato, tiocianato, tiosulfato, cloruro y sulfato.

Compuesto	Siglas
Metanol	MeOH
Oxido de etileno	OE
Trimetil amina	TMA
N,N- dimetiletanol amina	DMEA
Etilenglicol	EG
2 dimetilamino etanol	DMAE
4 metil morfolina	MM
1,4 dimetil piperazina	DMP
Dietanolamina	DEA
1-(2 hidroxietil)-4-metil piperazina	HMP
Trietanolamina	TEA
N,N-bis-(2-hidroxietil) piperazina	BHEP
3-(hidroxietil)-2-oxazolidona	HEOD
N,N,N-tri-(hidroxietil) etilen diamina	THEED
Tetra-(hidroxietil) etilen diamina	TEHEED

Tabla 4: Compuestos de la degradación de la MDEA

b) Agua de Make Up

La solución de amina siempre se encuentra diluida con agua. Debido a que en el proceso de regeneración de la amina se aplica calor, es de esperar que una parte del agua se evapore. Para mantener el volumen y la concentración de amina constante en el sistema, es necesario reponer agua al sistema. Los contaminantes en el agua dependerán del tipo de la misma. Los contaminantes comunes del agua son cloruros (Cl⁻),

sodio (Na^+), magnesio (Mg^{+2}), calcio (Ca^{+2}), sulfatos, fosfatos y partículas sólidas.

Para evitar la presencia de estos contaminantes, el agua de reposición usada es condensado de vapor.

2.1.3.3.5.2 Filtro de carbón activado

La función del lecho de carbón es remover los hidrocarburos, los productos de degradación de la amina y el hierro libre. La filtración con carbón también reduce la cantidad de componentes posiblemente corrosivos de la solución de amina. La filtración con carbón se utiliza en cualquier servicio con aminas (ya sea MDEA, MEA, DEA).

La ubicación del filtro de carbón activado es en la corriente de amina pobre, aguas abajo de uno de los filtros mecánicos. De preferencia, se elige esta ubicación para evitar que el filtro se obstruya con partículas sólidas.

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

Para nuestro caso, se deriva una corriente del 25% del caudal aproximadamente, para hacerla pasar a través de todo el tren de filtración (filtros mecánicos y de carbón activado).

La vida útil del lecho de carbón activado depende del nivel de contaminantes y del flujo de la solución a través de él. Como regla general se sugiere cambiar el lecho de carbón cada 4 meses y cada 8 meses como máximo.

Si el lecho de carbón activado no estuviera limpiando la solución, significa que está saturado y deberá ser reemplazado. Tomar en consideración las siguientes

pautas para determinar si es necesario reemplazar el carbón activado:

- Una fuerte caída de presión en el lecho podría indicar que hay incrustaciones. Los lechos de carbón 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.
- Las pruebas visuales de comparación de colores entre la solución que sale del filtro de carbón y la solución que ingresa al filtro permiten evaluar la actividad del filtro. El carbón activado en buen estado debe eliminar el color.
- La formación de espuma en la solución de amina indica una posible saturación química del carbón.

Si hubiera que reemplazar el carbón, habrá que aislar y drenar la solución del lecho antes de retirar el carbón. Lavar, una vez, con agua el carbón gastado antes de removerlo. Como medida de seguridad, el lecho debe purgarse a la atmósfera para remover todos los gases tóxicos (H_2S e hidrocarburos) antes de abrir la carcasa del filtro.

Antes de poner el lecho en servicio, lavar el lecho de carbón con condensado a contracorriente para eliminar los finos. El lavado a contracorriente prolongará la vida útil del filtro mecánico, pues, minimizará la migración de finos de carbono.

Después de que el lecho esté limpio, ingresar lentamente la corriente de amina ⁽¹⁵⁾.

2.1.3.3.5.3 Filtración mecánica

Para una remoción efectiva de las partículas, los filtros mecánicos deben recibir al menos el 10% de la solución regenerada circulante. Los filtros mecánicos deben diseñarse para operar con diferenciales de presión de hasta 1,72 bar sin canalización de flujo ni pérdida de sellado. Para monitorear la carga del filtro y saber si hay que cambiarlo, debe usarse un medidor de presión diferencial. Al diseñarse la unidad, se recomienda instalar un filtro mecánico de 10 micras antes del filtro de carbón activado. Un filtro de 5 micras después del lecho de carbón removerá los finos de carbón con gran efectividad.

Al igual que con el lecho de carbón, la solución de amina debe drenarse del filtro mecánico antes de cambiar los elementos. Antes de abrir los filtros deben purgarse a la atmósfera para eliminar los gases tóxicos. Ver el esquema de filtración en el Diagrama 6.

(15) Fuente: Manual de operación de unidad de Aminas de INEOS

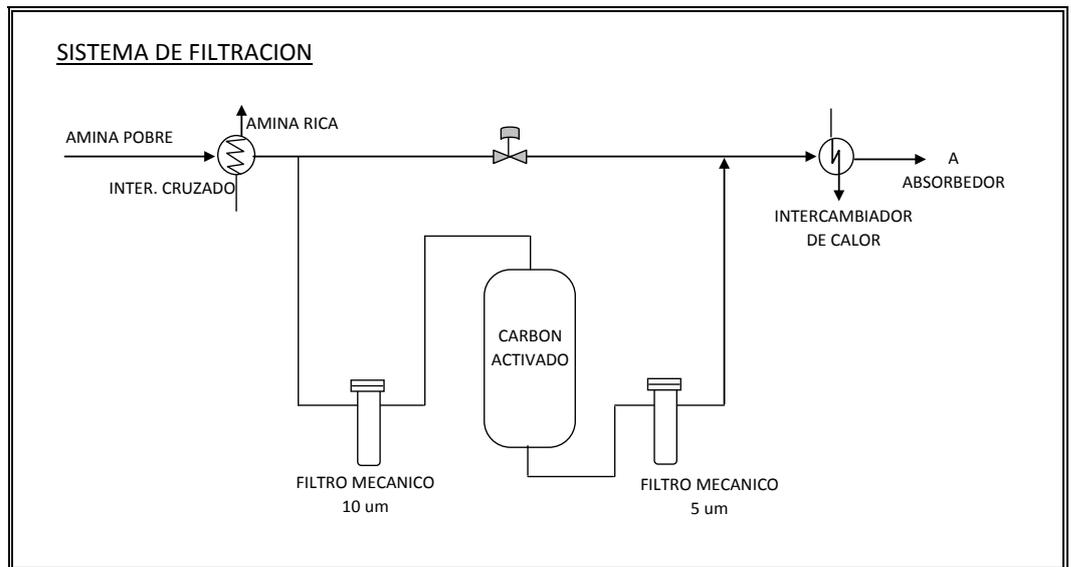


Diagrama 6: Filtración de la solución de amina circulante

2.1.3.3.6 Gases Ácidos del tope del Regenerador

La corriente de gases ácidos del tope del Regenerador, pasa por el condensador de tope, enfriado por agua, donde condensa casi todo el vapor de agua ácida contenido en estos gases. A continuación, en el acumulador de reflujo, se separan los gases ácidos y el resto de hidrocarburos, del agua ácida condensada. El gas ácido, H_2S , saturado con vapor de agua y separado en el acumulador de reflujo, se envía a quemar en el incinerador de gas ácido.

2.1.3.3.7 Almacenamiento de MDEA

La unidad de Aminas incluye un tanque de almacenamiento de MDEA, que está presurizado con nitrógeno para prevenir la contaminación que produciría la presencia de oxígeno atmosférico en la solución de amina.

También se encuentra en la unidad de Aminas un foso de recogida de MDEA, que permite recoger los drenajes de la solución de amina de los distintos equipos situados en el área. La cantidad de MDEA que se necesita añadir al circuito para reponer las pérdidas de la solución de amina se prepara en este foso, que dispone de conexión para la carga de MDEA pura y condensado.

Una bomba de sumidero de MDEA, instalada en el foso, permite enviar la solución de amina tanto al tanque de almacenamiento como al Regenerador de la unidad de Aminas, según sea requerido.

2.1.3.3.8 Incinerador ácido

El objeto del incinerador ácido es producir la combustión de los gases con alto contenido en azufre que se obtienen en la columna regeneradora que, a su vez, van disueltos en la MDEA rica por la absorción del fuel gas ácido.

El gas de tope del acumulador de reflujo, se envía al incinerador ácido bajo control de presión del tope del regenerador.

Al incinerador se lleva una línea de gas combustible con objeto de realizar una mezcla con el gas ácido y que se produzca la combustión en el incinerador. Se estiman 350 kg/h de gas combustible de aporte para la combustión del gas ácido. El gas combustible al incinerador se obtiene de la red de gas de la refinería.

3. OPERACIÓN

3.1 Comparación de las condiciones de operación de la unidad de Aminas

3.1.1 Caracterización de la carga a la unidad de Aminas

La calidad del fuel gas ácido procesado por la unidad de Aminas depende del tipo de carga que haya procesado la unidad de FCC. Al encontrarse dentro de un complejo integrado como una refinería, las variaciones en los crudos procesados en las unidades de Destilación Primaria repercutirán en la calidad de la carga a FCC y consecuentemente con la calidad del fuel gas ácido producido por esta misma. En el Gráfico 1 se presentan los promedios de la calidad de la carga de gas ácido a la unidad de Aminas:

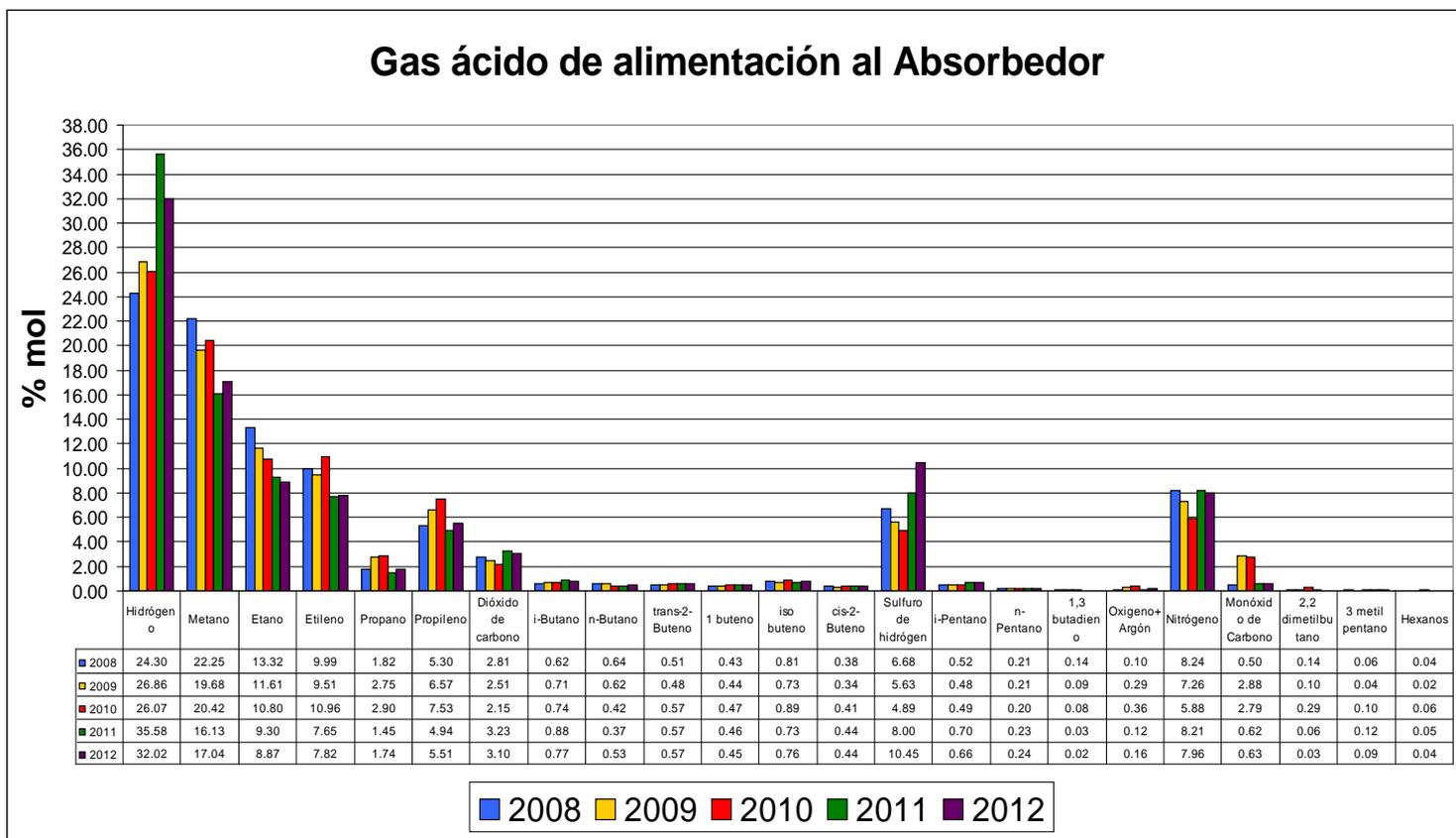


Gráfico 1: Comparación de calidad de carga a la unidad de Aminas

El gráfico 1 muestra la calidad promedio del gas ácido de entrada al Absorbedor desde el año 2008 al 2012 (el promedio del 2012 se obtuvo con los datos desde el inicio del año al primero de junio del 2012). Se observa que el contenido de H₂S en el gas ácido ha aumentado a través de los años, esto, debido al procesamiento de crudos en la refinería con mayor contenido de azufre.

La calidad del gas ácido se obtiene por cromatografía de gases ⁽¹⁶⁾. La comparación se hace con aquellos componentes que se presentan siempre en todos estos años (estos componentes no representan la totalidad del análisis de cromatografía, existen componentes que se omitieron porque no se presentan todos los años).

En el gráfico 1 también se aprecia al oxígeno (aunque en la cromatografía se analiza conjuntamente al argón y el oxígeno), el cual es el precursor de los ácidos carboxílicos que originan a las STE (ver sección 1.1.3.3.5.1).

3.1.1.1 Sulfuro de hidrógeno, H₂S

La presencia de H₂S en la carga, que depende de la calidad de los crudos procesados, repercute en el funcionamiento del Absorbedor de la unidad de Aminas. La mayor presencia de H₂S en el gas ácido requiere de una mayor recirculación de solución de amina, lo que degrada más rápidamente la MDEA, haciéndose necesaria la reposición de la misma con MDEA fresca.

(16) Ver definición en **Glosario**

Se presentan las concentraciones (en peso) del H₂S desde el año 2008:

- Año 2008: 6.68%
- Año 2009: 5.63%
- Año 2010: 4.89%
- Año 2011: 8.00%
- Año 2012: 10.45%

3.1.1.2 Oxígeno, O₂

La presencia de oxígeno, O₂, en la carga, será el precursor de las sales termoestables. Sin embargo, su presencia en la carga nunca podrá eliminarse ya que es necesario para el quemado del coque en el regenerador de la unidad de FCC.

El cromatógrafo usado para el análisis de cromatografía no puede separar al argón del oxígeno, por lo que se presenta un solo resultado que incluye a ambos gases.

Las concentraciones promedio en peso para el argón y el oxígeno desde el año 2008 son:

- Año 2008: 0.10%
- Año 2009: 0.29%
- Año 2010: 0.36%
- Año 2011: 0.12%
- Año 2012: 0.16%

3.1.1.3 Sales termoestables, STE

A diferencia de las sales, como los sulfuros (H₂S), y los carbonatos, bicarbonatos, carbamatos (CO₂), las sales termoestables no pueden ser regeneradas, ya que el calor aplicado en el Regenerador de la unidad de Aminas no tendrá ningún efecto sobre ellas. Las sales termoestables, son compuestos inorgánicos complejos que capturan a la molécula de

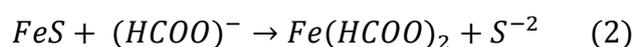
amina, inhibiendo así su función de absorción del H₂S. Las principales sales termoestables son las que se indican en la Tabla 5:

Sales Termoestables	
Nombre	Fórmula
Formato	[HCOO] ⁻
Acetato	[CH ₃ COO] ⁻
Oxalato	[C ₂ O ₄] ⁻²
Sulfato	[SO ₄] ⁻²
Tiocianato	[SCN] ⁻
Tiosulfato	[S ₂ O ₃] ⁻²
Cloruro	[Cl] ⁻

Tabla 5: Principales STE por la degradación de la MDEA

Además de la pérdida de capacidad de absorción del H₂S, otro problema que acarrea la presencia de sales termoestables es la corrosión.

El principal mecanismo de corrosión es el ataque del H₂S sobre el acero al carbono de los equipos, resultando en la formación de sulfuro de hierro, FeS (reacción "1"). El sulfuro de hierro forma una capa protectora que previene el avance de la corrosión, sin embargo, cuando las sales termoestables están presentes, la capa protectora se destruye constantemente o ni siquiera se forma.



Las STE no provocan la corrosión directamente, pero si reaccionan con la capa pasivante de FeS (reacción “2”) impidiendo su formación. Las STE son agentes quelantes ⁽¹⁷⁾ que mantienen al hierro en un estado soluble, formando un compuesto complejo (quelato) del hierro.

Para evitar problemas de corrosión, la cantidad de STE no debe superar el 10% de la concentración total de amina en peso (4% para una solución al 40%) ⁽¹⁸⁾.

Las concentraciones máximas en peso ⁽¹⁹⁾ para cada especie son:

- Formato: 500 ppm
- Acetato: 1000 ppm
- Oxalato: 250 ppm
- Sulfato: 500 ppm
- Tiocianato: 10000 ppm
- Tiosulfato: 10000 ppm
- Cloruro: 500 ppm

El tipo de aniones que integran el contenido total de STE se identifican mediante cromatografía de iones. La identificación de los aniones específicos puede indicar su procedencia (como ingresaron al sistema) y también predecir el tipo de problema operativo que podría generarse.

Por ejemplo, los cloruros pueden ingresar al sistema con el agua de make up y su presencia puede provocar agrietamiento en el acero inoxidable ó corrosión por picadura en el acero al carbono.

(17) Ver definición en **Glosario**. Fuente: “Effect of heat stable salts on MDEA solution corrosivity” (INEOS)

(18) Fuente: Manual de operación de unidad de Aminas de INEOS

(19) ppm: partes por millón en peso.

El formato, oxalato y acetato pueden formarse por tres maneras: por la reacción con el O₂, la degradación térmica y la reacción con el ácido carboxílico correspondiente. El formato también puede producirse a partir del monóxido de carbono, CO, proveniente del gas ácido y la amina.

Operativamente, la determinación de los aniones que conforman las STE solo será referencial, ya que no se cuenta con un equipo de cromatografía de iones. El seguimiento del desempeño de la unidad de Aminas se hace con el contenido total de STE en el sistema.

Se muestra a continuación la concentración de STE y de amina pobre en el sistema.

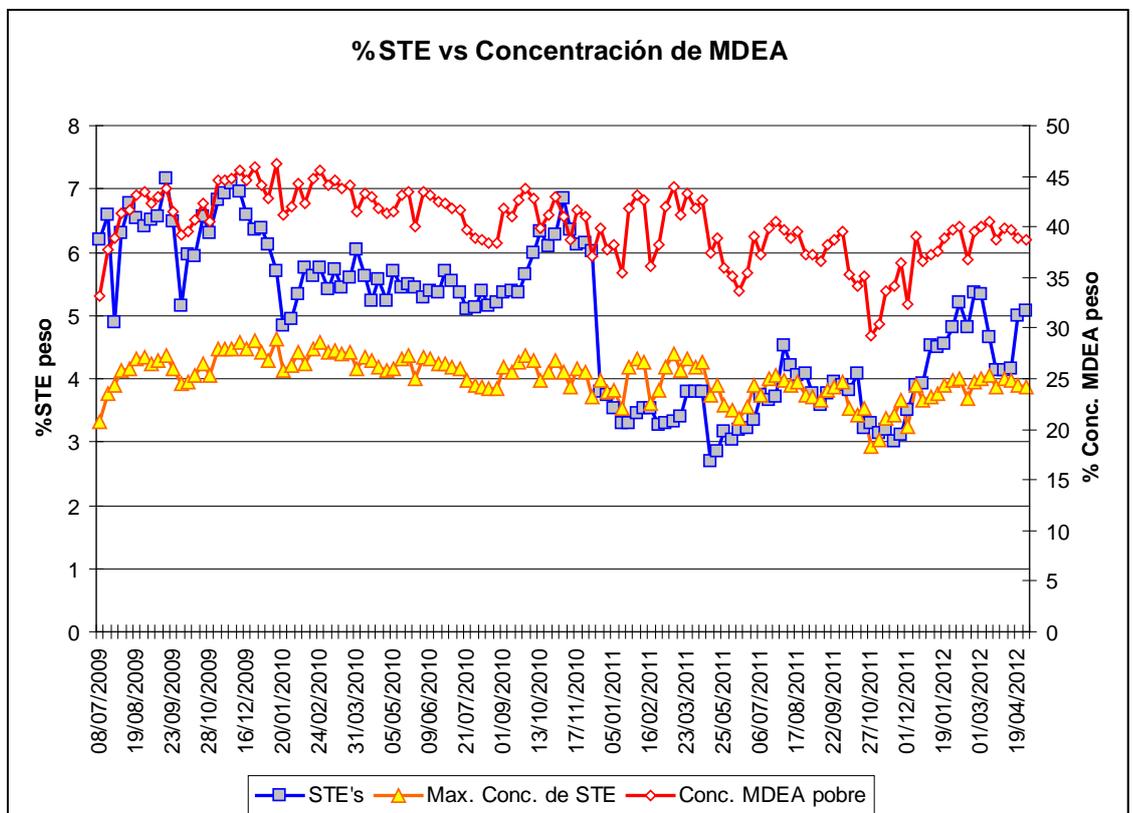


Gráfico 2: Concentración en peso de STE vs. la concentración de MDEA pobre

En el gráfico 2 se aprecia que la concentración de STE se encuentra por encima de lo recomendado (10% de la concentración total de la amina).

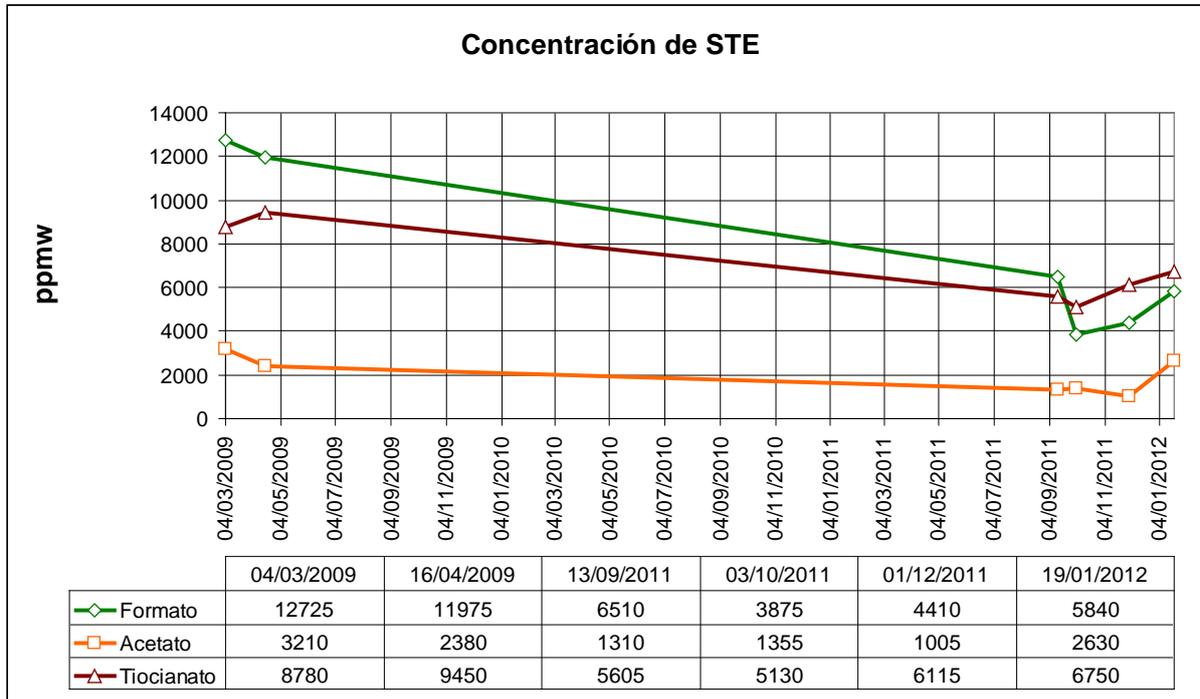


Gráfico 3: Concentración de las tres principales STE en el sistema

Aniones - ppmw	19-ene-12	01-dic-11	03-oct-12	13-sep-11	16-abr-09	04-mar-09
Formato	5840	4410	3875	6510	11975	12725
Acetato	2630	1005	1355	1310	2380	3210
Oxalato	< 25	< 25	< 25	< 25	40	60
Sulfato	175	50	< 25	35	105	< 25
Tiocianato	6750	6115	5130	5605	9450	8780
Tiosulfato	280	70	75	65	< 25	< 25
Cloruro	25	< 25	< 25	< 25	< 25	30

Tabla 6: Contenido de aniones en solución de amina pobre (datos para Gráfico 3)

En el gráfico 3 se ve que el anión con mayor concentración es el Formato (ver reacción "2").

3.1.2 Variables de Operación

En esta sección se presentan las variables de operación monitoreadas en la unidad de Aminas y su tendencia a través de los años.

3.1.2.1 Temperatura de ingreso del gas ácido al Absorbedor

El gas ácido hacia al Absorbedor proviene de la unidad de FCC. Para el caso estudiado en esta tesis y en la Refinería en la que se llevó a cabo la prueba, la unidad de FCC es totalmente independiente de la unidad de aminas, por lo tanto, la temperatura con la cual sale el gas ácido será una consecuencia de las variables operativas con las cuales se encuentren trabajando esta unidad. Para el caso estudiado en esta tesis y en la Refinería en la que se llevó a cabo la prueba, la temperatura del gas ácido no es una variable que pueda ser manipulada, no se tendrá ningún tipo de control sobre ella, sin embargo, si influye sobre la calidad del gas dulce a la salida del Absorbedor.

En el Gráfico 4 se presenta la tendencia de la temperatura del gas ácido a lo largo del tiempo.

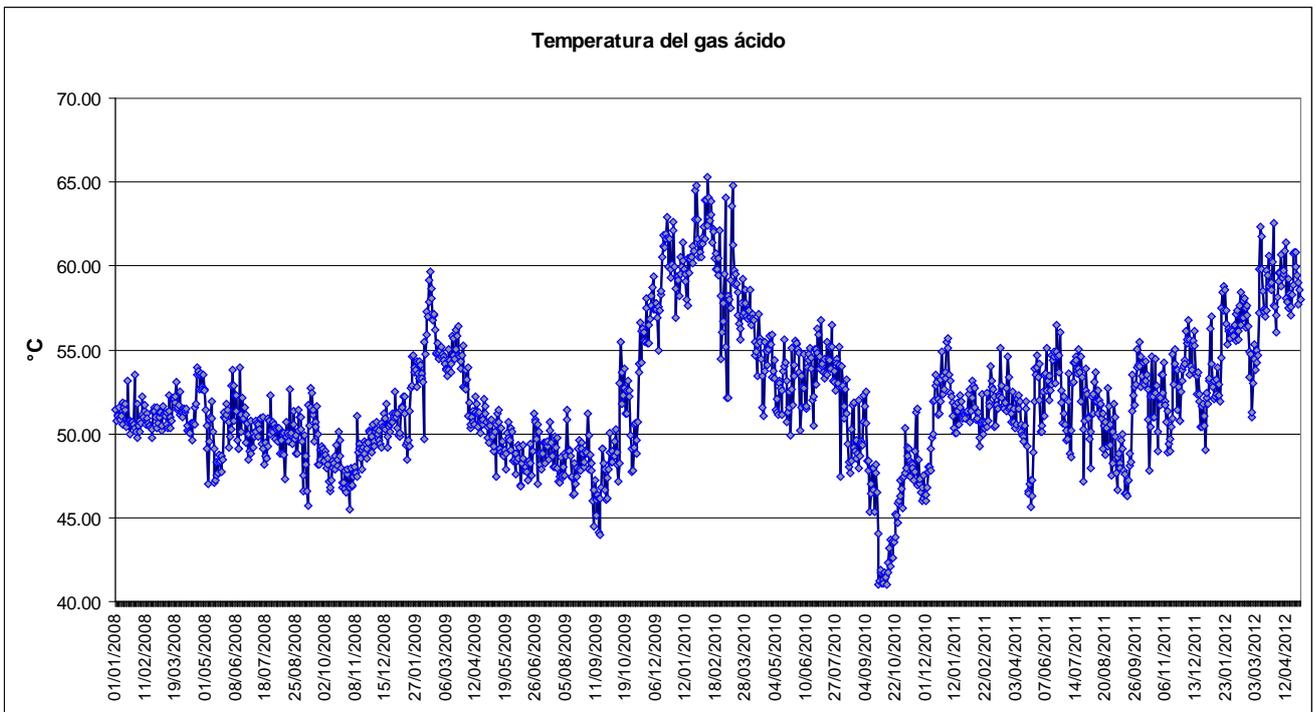


Gráfico 4: Temperatura del gas ácido de entrada al Absorbedor

Se aprecia que la temperatura del fuel gas ácido tiende a incrementarse a partir de Septiembre del año 2009, llegando hasta casi 65°C. Este incremento ocasiona una variación en la operación de la unidad. A pesar de que lo recomendado es que la temperatura de la amina pobre no supere los 49 °C, se hace evidente que cuando la unidad de FCC envía gas ácido con una temperatura superior a los 50 °C, la amina pobre deberá superar esta temperatura para poder mantener el diferencial de temperatura entre la amina pobre y el gas ácido en 5°C. Un aumento en la temperatura del gas ácido incrementa la concentración de H₂S en el gas dulce. Para mantener la calidad del gas dulce se debe incrementar la recirculación de amina (ver evaluación de corridas de prueba en sección 4.1).

3.1.2.2 Temperatura de ingreso de la amina pobre al Absorbedor

A diferencia de la variable anterior, esta si puede ser manipulada. Como ya se mencionó, la temperatura de entrada de la amina

pobre debe ser por lo menos 5 °C mayor a la temperatura de entrada del gas ácido para evitar la condensación de los hidrocarburos contenidos en el gas. Para lograr esto, se utiliza un enfriador de amina regenerada (ver sección 1.1.3.3.4).

En el Diagrama 7, cuando la amina regenerada (amina pobre) regresa al Absorbedor lo hace a través del intercambiador (este intercambiador trabaja con agua de enfriamiento ⁽²⁰⁾). Un sistema de control automatizado mantiene siempre el diferencial de temperatura (entre el gas ácido y la amina pobre) en 5°C. Para lograrlo, utiliza dos válvulas de control, la TDV003A y TDV003B. Si el control de temperatura requiere mayor enfriamiento de la amina pobre, entonces la válvula TDV003B abrirá (cerrándose la TDV003A) y mayor flujo de amina ingresará al enfriador. De no requerir enfriamiento, entonces la válvula TDV003A abrirá (cerrándose la TDV003B) y la amina ingresará directamente al Absorbedor.

En los Gráficos 5 y 6 se aprecia la temperatura de la amina pobre y la del gas ácido hacia el Absorbedor, las cuales mantienen el diferencial de temperatura de 5°C gracias al control de temperatura TDC003.

(20) Ver definición en **Glosario**.

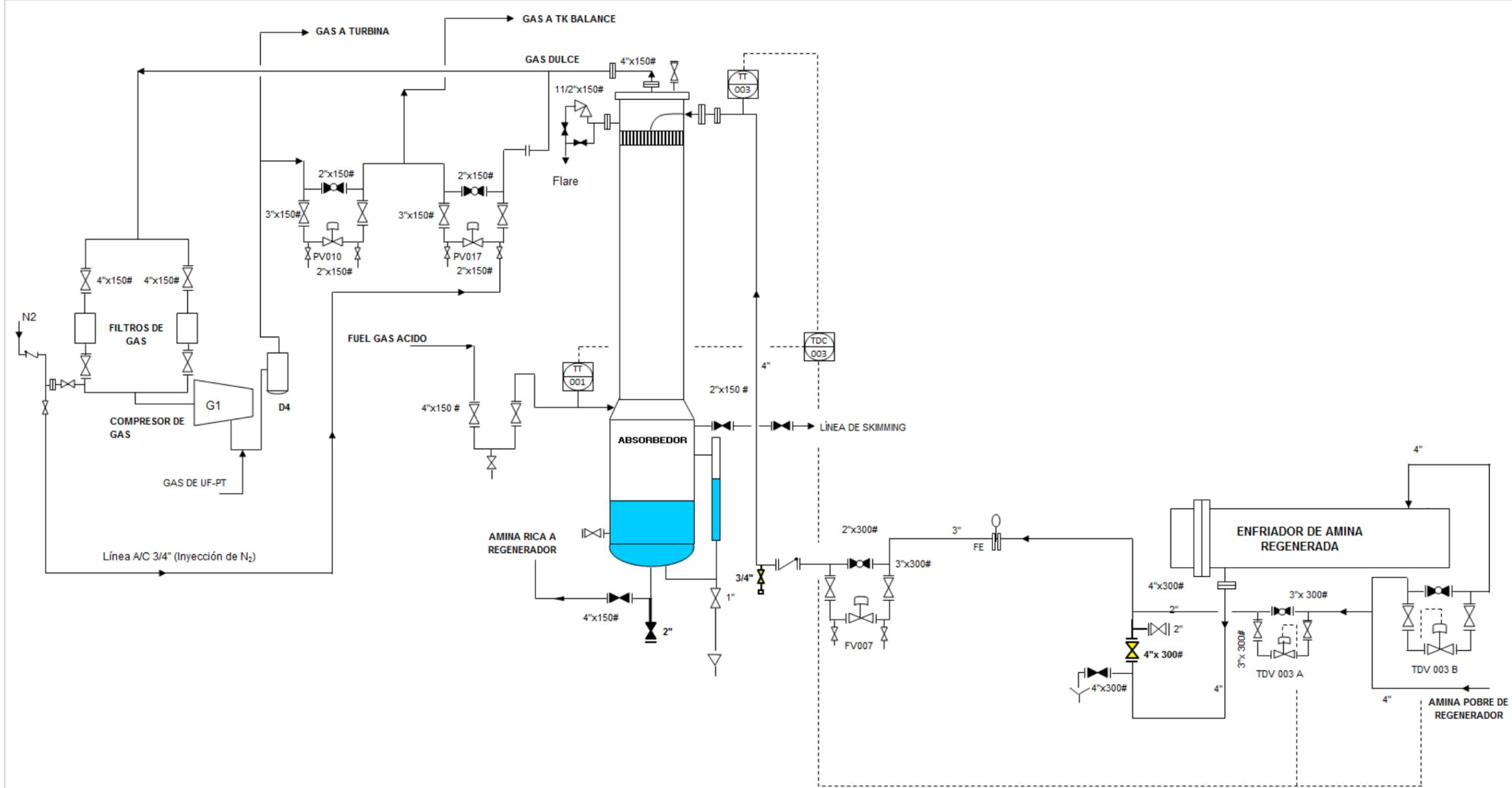


Diagrama 7: Detalle del Absorbedor y del enfriador de amina regenerada (pobre)

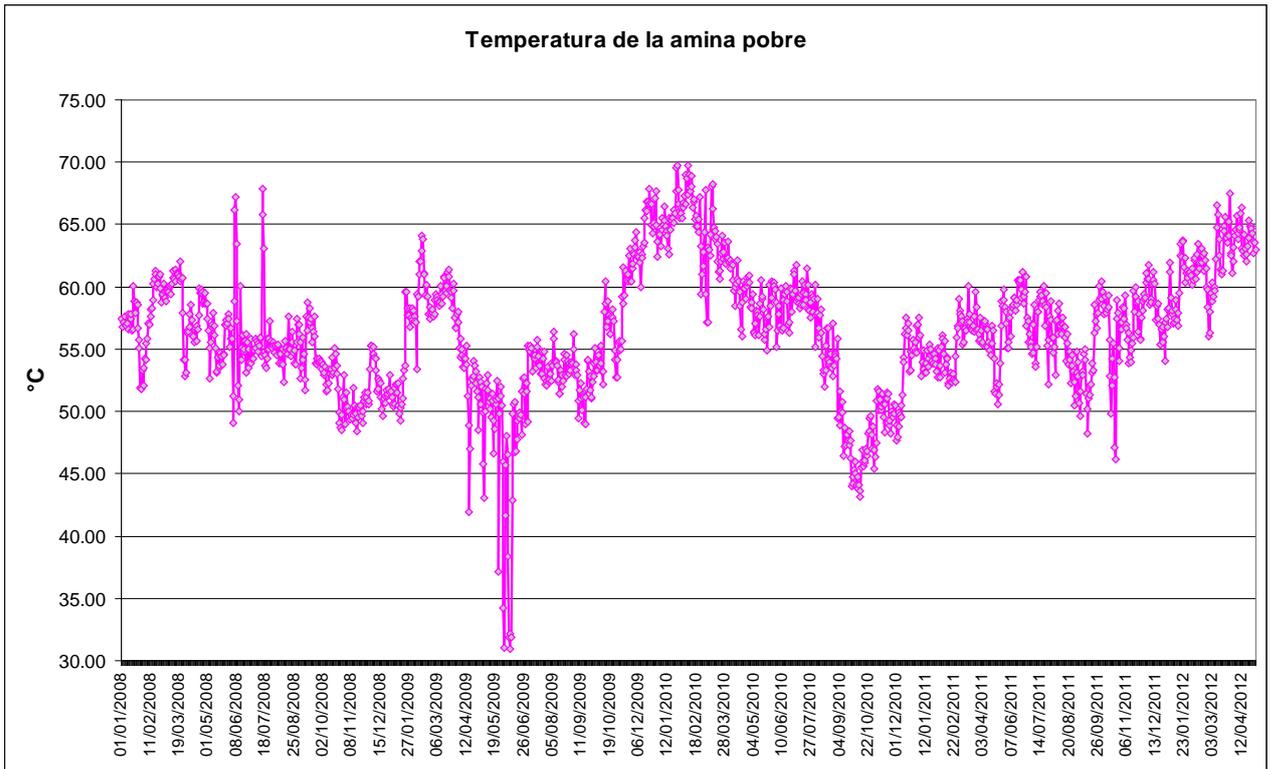


Gráfico 5: Temperatura de ingreso de amina pobre al Absorbedor

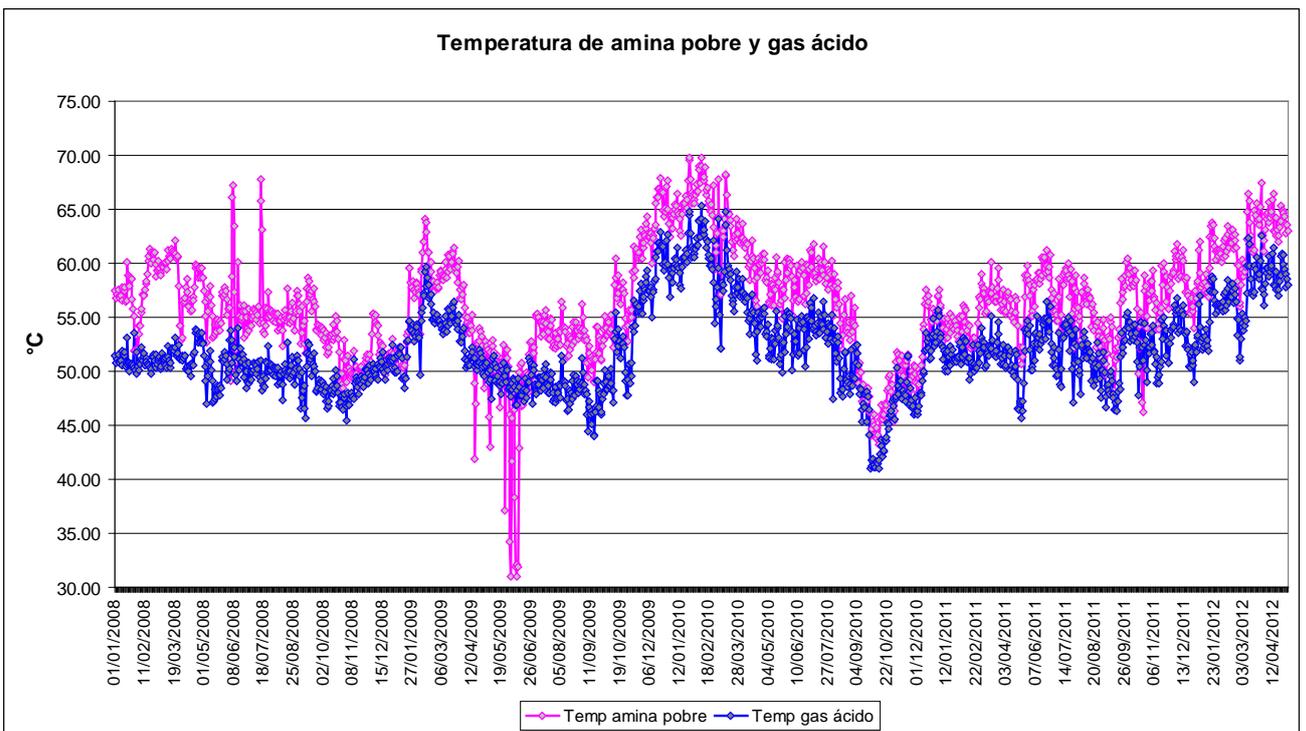


Gráfico 6: Temperatura de ingreso de amina pobre y gas ácido al Absorbedor

3.1.2.3 Diferencial de temperatura entre la amina pobre y el gas ácido al Absorbedor

Como se ha dicho, las tendencias de las temperaturas de la amina pobre y del gas ácido que ingresan al Absorbedor, son similares. La variable controlada es la temperatura de la amina pobre a la entrada del Absorbedor, la cual debe seguir la tendencia que imponga la temperatura del gas ácido a la entrada. Para mantener esta variable en control dentro de lo recomendado (5 °C de diferencia entre ambas temperaturas), se tiene instalado un control de temperatura, TDC003, el cual fija el diferencial de temperatura entre ambas corrientes en 5°C (ver sección 2.1.2.2).

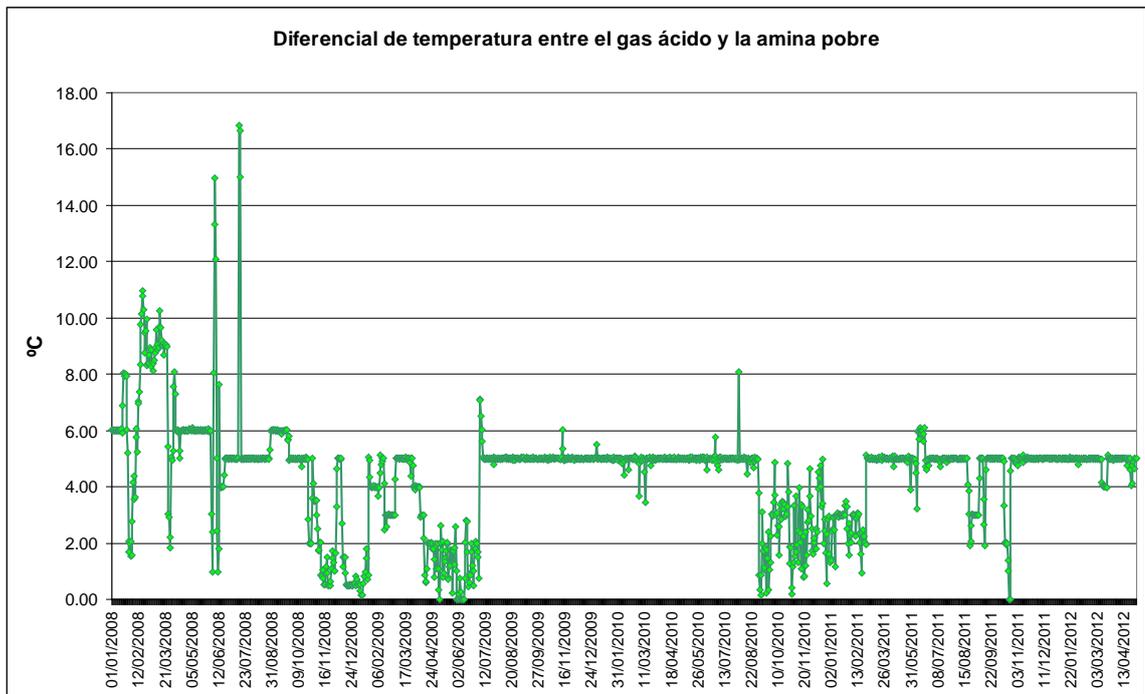


Gráfico 7: Diferencia entre las temperaturas de entrada del gas ácido y de la amina pobre al Absorbedor

Claramente se aprecia que el diferencial de temperatura no siempre se ha mantenido en los 5 °C esperados. Aquellos valores con un diferencial mayor a 5 °C son debido a un problema de condensación de hidrocarburos dentro del Absorbedor (ver sección 1.1.3.2.2). Estos hidrocarburos condensados, además de los subproductos de las reacciones de absorción de la amina con el H₂S (compuestos formados por las STE y FeS), se acumulan en el empaque del Absorbedor y traen como consecuencia un incremento en el diferencial de presión de la columna. Un aumento progresivo del diferencial de presión puede originar un arrastre de la amina hacia el compresor de gas (ubicado aguas abajo del Absorbedor).

Por otro lado, aquellos valores en los que el diferencial de temperatura es menor a 5 °C son originados por el aumento progresivo de temperatura del gas ácido de la unidad de FCC. El enfriador de amina hacia el Absorbedor no tiene la capacidad suficiente para mantener ese diferencial de temperatura y por lo tanto la diferencia se reduce a 2 °C ó inclusive a menos, provocando la condensación de los hidrocarburos.

3.1.2.4 Flujo de gas ácido hacia el Absorbedor

Al igual que la temperatura, el flujo de gas ácido al Absorbedor también estará condicionado a la unidad de FCC, por lo que esta variable no podrá ser controlada y se tendrá que trabajar con los flujos que la unidad de FCC determine. Para un mayor flujo de gas ácido de entrada al Absorbedor también se requerirá un mayor flujo de amina pobre de entrada al mismo. Debe ingresar la cantidad de amina necesaria al Absorbedor ya que un flujo menor al requerido, con las condiciones de flujo de gas ácido en ese momento, originaría una menor absorción de H₂S por la amina.

En el Gráfico 8 se muestra el flujo de gas ácido hacia el Absorbedor.

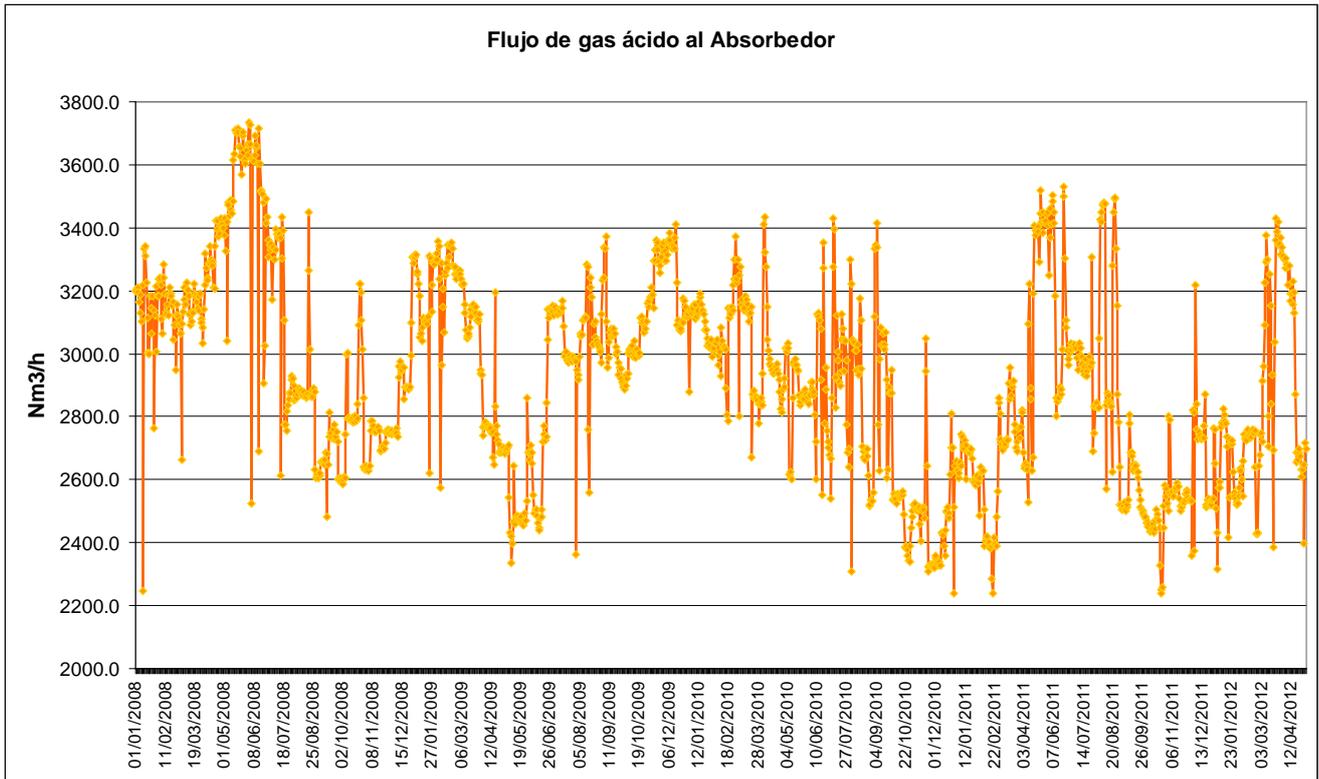


Gráfico 8: Entrada de gas ácido al Absorbedor. El flujo esta dado a condiciones normales (1 atm de presión y 273 K de temperatura)

3.1.2.5 Flujo de amina pobre hacia el Absorbedor

El flujo de amina pobre es una variable independiente, que está controlada de acuerdo al flujo de gas ácido hacia el Absorbedor. Al tener un mayor ingreso de gas ácido al Absorbedor ó al encontrarse este con un mayor contenido de H₂S (ver punto 2.1.1.1) será necesario incrementar el flujo de amina pobre.

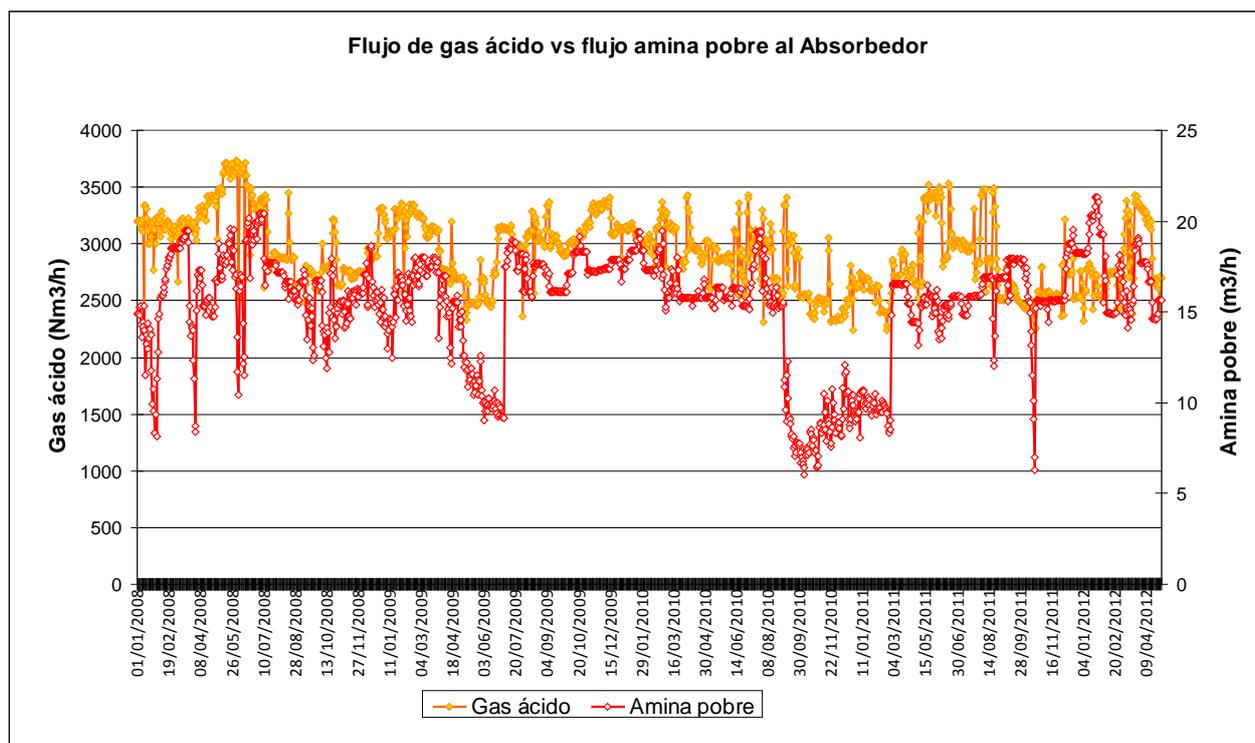


Gráfico 9: Gas ácido vs. el flujo de amina pobre de entrada al Absorbedor

En el Gráfico 9 se aprecia que el flujo de amina pobre sigue la misma tendencia del flujo de entrada de gas ácido al Absorbedor.

3.1.2.7 Concentración de la amina pobre

La concentración dependerá de tres factores, de la cantidad de agua de make up, la reposición de amina fresca y la formación de STE.

La MDEA trabaja con concentraciones entre el 30% - 50% en peso, por lo que el resto será agua. Como el proceso de absorción - regeneración se da en un circuito cerrado, la regeneración constante de la solución de MDEA (aplicación de calor para regenerar la amina rica) provoca una pérdida de agua en la solución por lo cual será necesaria la reposición de agua al sistema. Esta reposición con agua de make up disminuirá la

concentración de MDEA en el sistema, por lo que se deberá reponer MDEA fresca para mantener la concentración.

Finalmente, el principal precursor de las STE será el oxígeno proveniente de la carga de gas ácido al Absorbedor. La mayor entrada de este compuesto genera la formación y acumulación de STE en el sistema (disminuyendo así la capacidad de absorción de H₂S de la solución de MDEA), por lo que deberán purgarse. Para mantener la concentración de MDEA luego de la purga, se deberá reponer MDEA fresca.

En el gráfico 2 de la sección 2.1.1.3 se muestra la concentración de amina pobre y de STE ⁽²¹⁾.

3.1.2.8 Presión en el regenerador

Las bajas presiones son favorables para un buen despojamiento, es por esto que se mantiene una presión fija en el regenerador (variable independiente de control).

En el Gráfico 10 se muestra que la presión en el tope del Regenerador se mantiene entre 0.6 y 0.7 kg/cm²g pero en Septiembre del 2011 se incrementó la presión en el tope del Regenerador.

(21) Los valores mostrados en el gráfico datan de Julio del 2009 fecha en la cual se implementó el análisis de laboratorio en la refinería (tiempo atrás el análisis se realizaba solo una vez al mes y en un laboratorio en el extranjero).

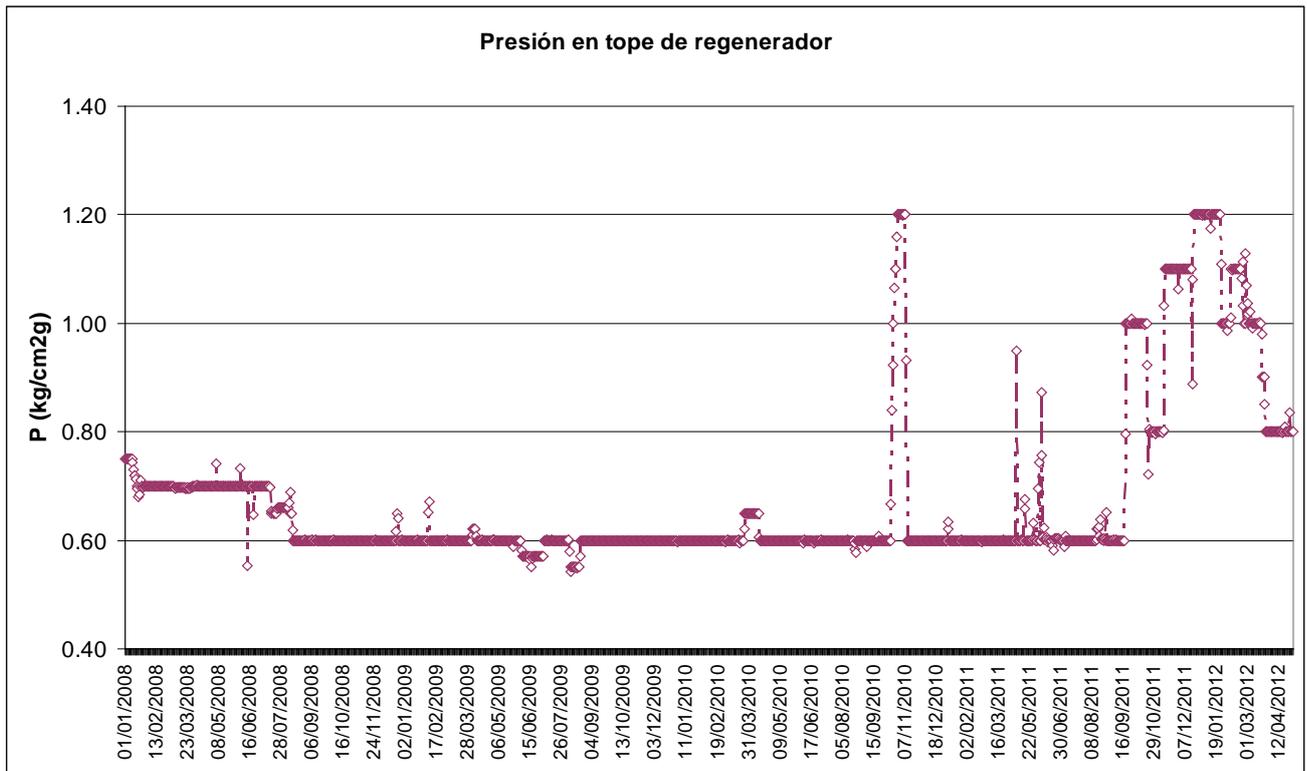


Gráfico 10: Presión en el tope del Regenerador de la unidad de aminas

3.1.2.9 Temperatura del regenerador

Al igual que la presión, esta también es una variable controlada. Se fija la temperatura de fondos del regenerador para no exceder la temperatura máxima de regeneración, de lo contrario se podría incurrir en una degradación térmica de la solución de MDEA.

En el gráfico 11 se aprecia que la temperatura en el fondo es directamente proporcional a la presión de tope (ver gráfico 10) y que alcanzó la temperatura de degradación de 127°C al tener una presión de 1.2 kg/cm²g. La presión en el tope del Regenerador se mantiene por debajo de 1.2 kg/cm²g para evitar que la temperatura del fondo alcance la temperatura de degradación.

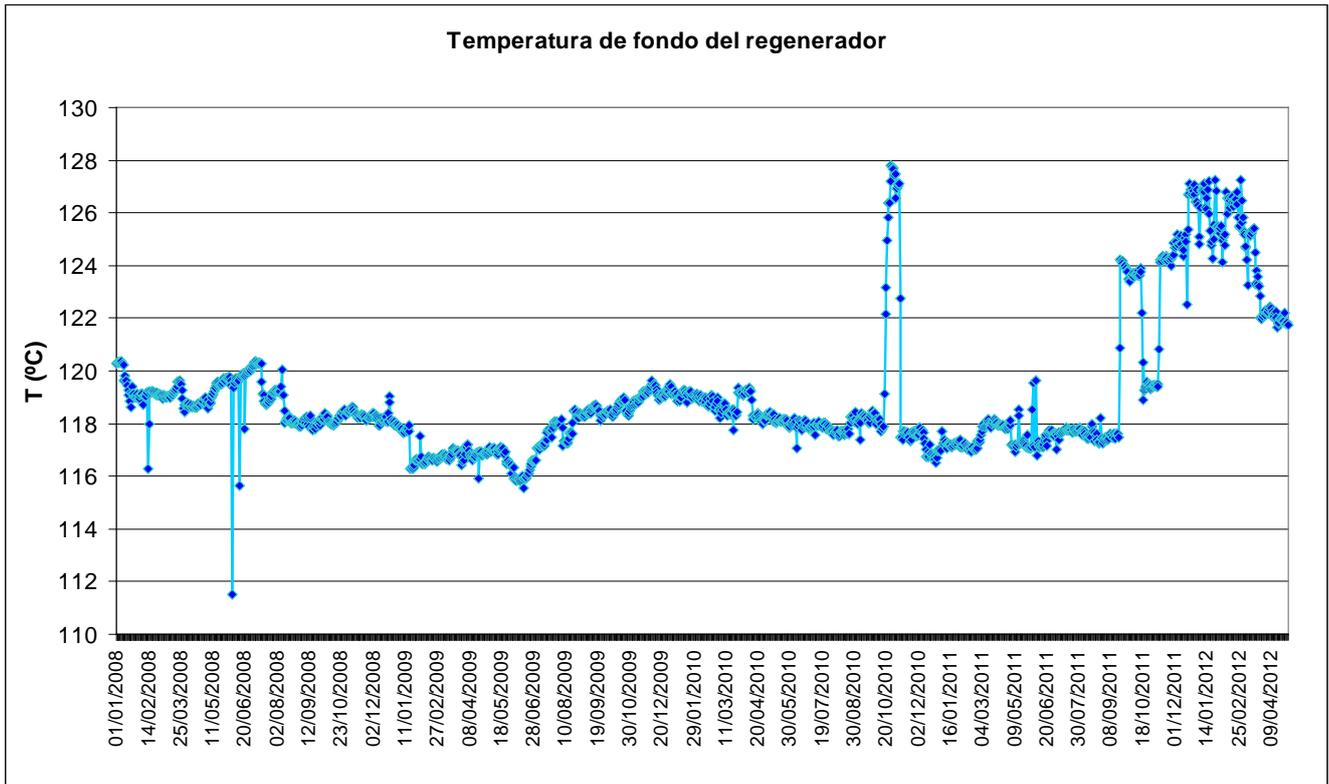


Gráfico 11: Temperatura en el fondo del Regenerador de la unidad de aminos

4. PROPUESTA

4.1 Formulación del problema

- Realizar un diagnóstico situacional de la Unidad de Aminas, realización de la simulación y corrida de prueba en blanco. Evaluar la concentración de la solución de amina (MDEA), velocidad de formación de STE y los resultados de operar a diferentes presiones en el Absorbedor a fin de identificar la concentración óptima a la que se debe mantener la solución para garantizar un gas dulce con concentración menor a 500 ppm de H₂S y el porcentaje de sales termoestables permisible en el sistema.
- Realizar la evaluación **Técnica-Económica** para mantener la concentración óptima de MDEA en la solución, que permita evaluar las ventajas e impacto de mantener esta concentración constante en el tiempo.

4.2 Justificación

Mantener la concentración de amina constante en el tiempo y el porcentaje de sales termoestables por debajo de su nivel máximo permisible permitirá:

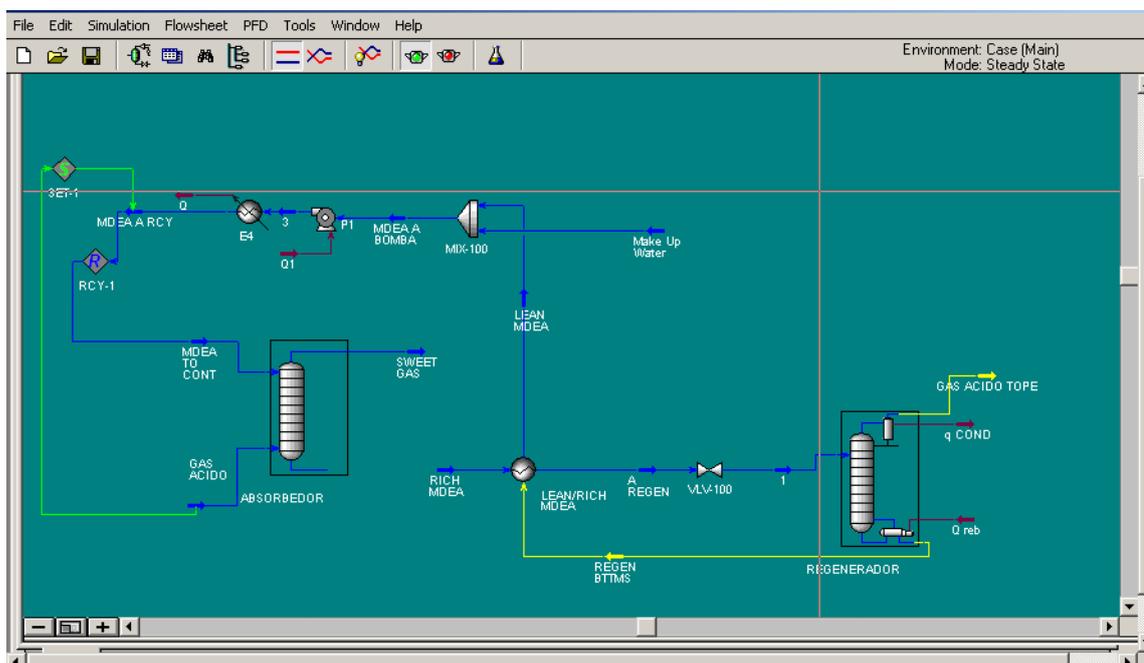
- Operar la Unidad de Aminas ininterrumpidamente, sin tener que pararla cada 3 meses para lavar el Absorbedor.
- Dejar de quemar Diesel en la Turbina de Cogeneración durante las 48 horas que dura la puesta fuera de servicio de la Unidad de Aminas para el lavado del Absorbedor.
- Dejar de lavar el GLP con soda cáustica en la Unidad de Recuperación de Gases del área de Conversión durante las 48 horas que dura la puesta fuera de servicio de la Unidad de Aminas para el lavado del Absorbedor.
- Incrementar el tiempo de vida de la Turbina de Cogeneración al suministrarle un gas dulce con una concentración de H₂S menor a 500 ppm.

4.3 Elaboración de simulación de unidad de tratamiento de gas ácido con amina

La simulación ha sido hecha en el programa Aspen-Hysys v 4.2. Para la elaboración de la simulación se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Elección de un día con condiciones operativas estables, sin imprevistos.
- Recopilación de datos operativos promedio del día elegido.
- Realización de análisis de laboratorio en corrientes principales para conocer las concentraciones de los componentes.

Una vez elegido el día, se procede a la recopilación de datos, los cuales serán cargados al simulador, tal que, luego de obtener resultados de la misma, son comparados con los resultados de los análisis practicados por el laboratorio. Si los resultados de la simulación coinciden con los datos brindados por el laboratorio, entonces se procede a validarla y tomarla como referencia para poder predecir resultados basados en cambios de condiciones operativas.

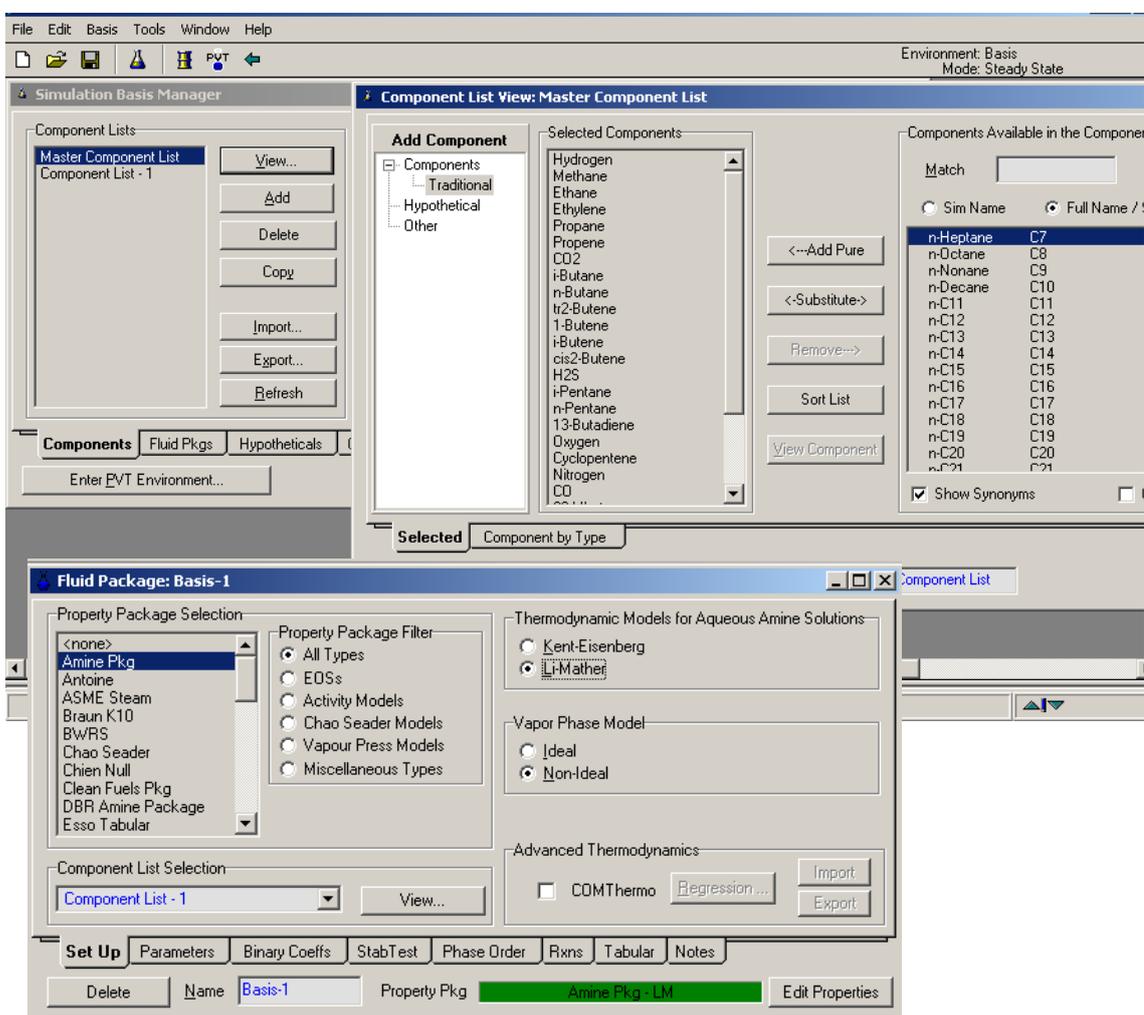


4.3.1 Absorbedor

El diseño del Absorbedor consta de una columna empacada equivalente a 9 etapas teóricas. Además, tiene asociadas cuatro corrientes: *Gas Dulce*, *Gas Ácido*, *Amina Pobre* y *Amina Rica*.

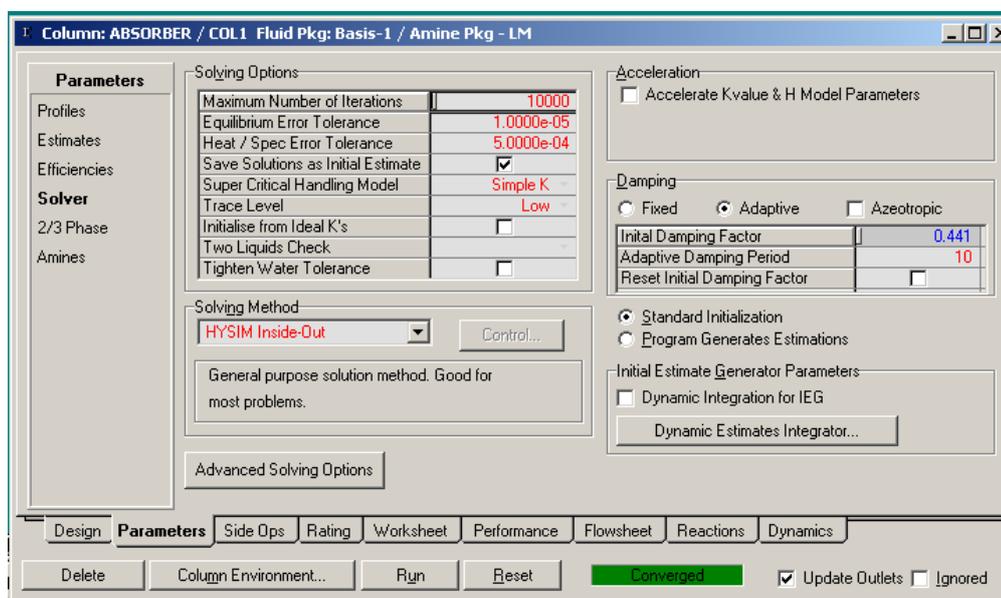
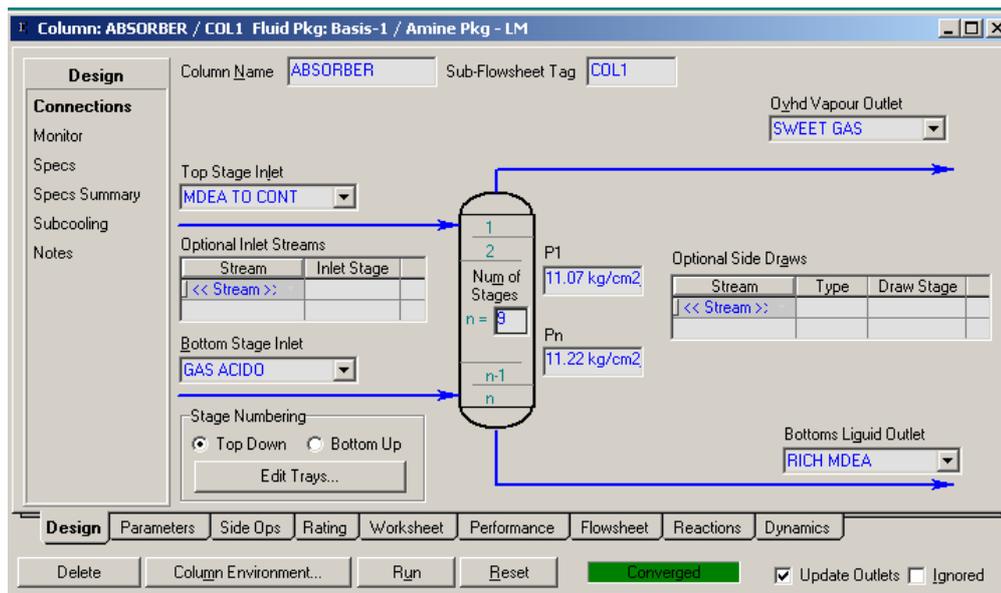
4.3.1.1 Corriente de gas ácido

Usando el resultado de la cromatografía del gas ácido, se comienzan a introducir los compuestos en el ambiente *Simulation Basis*. Finalizado este paso, se elige la ecuación de estado y el modelo termodinámico correspondiente al sistema en estudio en la pestaña *Fluid Packages*. Para este caso se elige el *Amine Package* y el modelo de *Li-Mather*.



Al tener la confirmación del programa (color verde), recién se podrá ingresar al ambiente de simulación, *Simulation Environment*.

Crear las cuatro nuevas corrientes de proceso dentro del ambiente de simulación y asignarle las condiciones operativas de temperatura, presión y composición a cada una. Asociar estas corrientes al crear el Absorbedor.

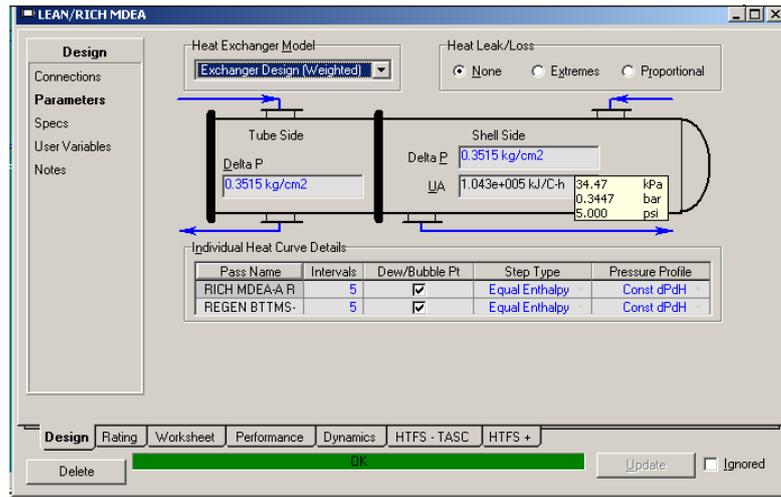


En la pestaña de *Parameters*, elegir un *Damping, Adaptive* igual a 0.4. Al hacer esto, resetear la columna y correrla de nuevo. Se hace esto, con el fin de poder converger la simulación.

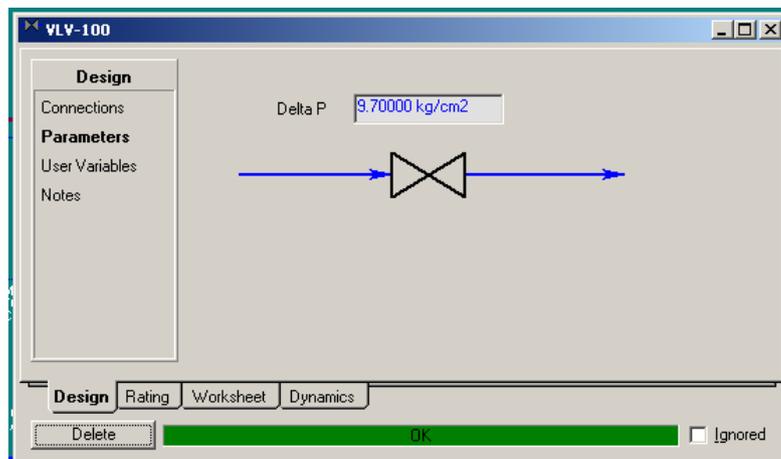
Lo que hace el *Damping* es que cuando un método numérico se atora en una zona donde no hay una solución aparente, hace que salte a otra zona donde pudiera haber una solución. Hay que recordar que la resolución de una columna es una serie de ecuaciones no lineales las cuales pueden presentar zonas planas ó curvas con pendientes muy pronunciadas que hacen difícil resolverla. Este factor ayuda a que se exploren varias zonas.

4.3.1.2 Intercambiador amina pobre/amina rica

El aprovechamiento del calor de la corriente de amina pobre a la salida del regenerador para calentar la corriente fría de amina rica a la salida del Absorbedor se hace en el intercambiador de amina pobre/amina rica. La geometría del intercambiador usada por defecto es la TEMA tipo "E". El modelo de intercambio usado es el *Exchanger Design (Weighted)*. Este modelo es más completo y está basado en balances de materia y energía y es usado en casos donde las ecuaciones de resolución sean no lineales. Siendo así, los cálculos de diferencial de temperatura media logarítmica, LMTD, y coeficiente de transferencia de calor por unidad de área, UA, se hacen por intervalos, los cuales luego son sumados para obtener el coeficiente de transferencia total. No se hace ningún cambio en la geometría debido a que el objetivo principal de la simulación son las columnas y no el intercambiador. Tan solo se suministra el dato de caída de presión en casco y tubos, que para el caso estudiado será de 5 psi. La amina rica irá por el lado tubos y la amina pobre por el lado casco.



Una vez simulado el intercambiador, agregar una válvula para poder bajar la presión a la entrada del regenerador. El diferencial de presión de la válvula será de 9.7 kg/cm2.

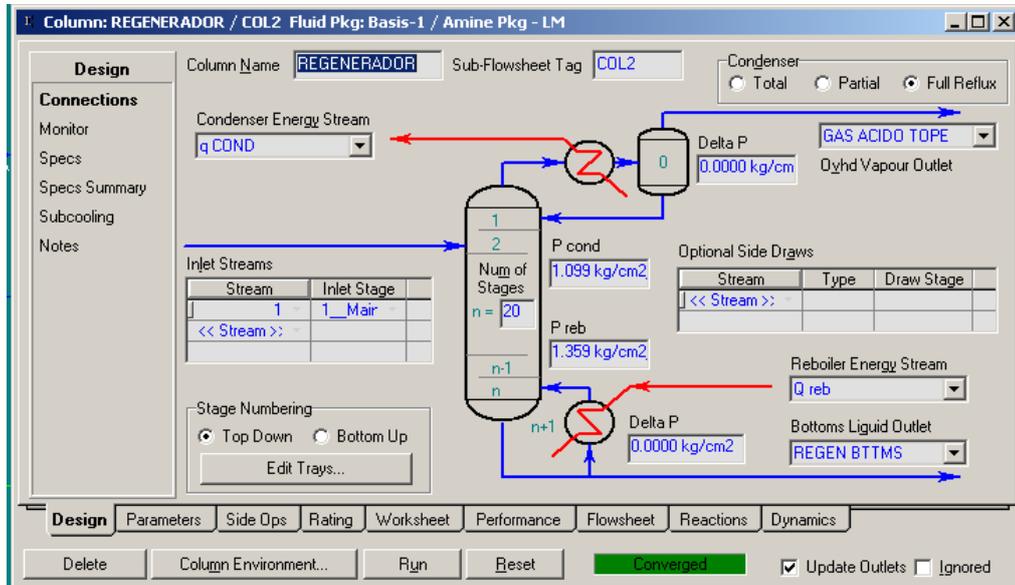


4.3.2 Regenerador

El diseño del Regenerador consta de una columna empacada equivalente a 28 etapas teóricas. Además, tiene asociadas tres corrientes: *Gas Ácido Toper*, *Amina Pobre* y *Amina Rica*.

Si bien el diseño dice que el empaque equivale a 28 etapas teóricas, se ha visto la necesidad de disminuir ese número en la simulación. Esto

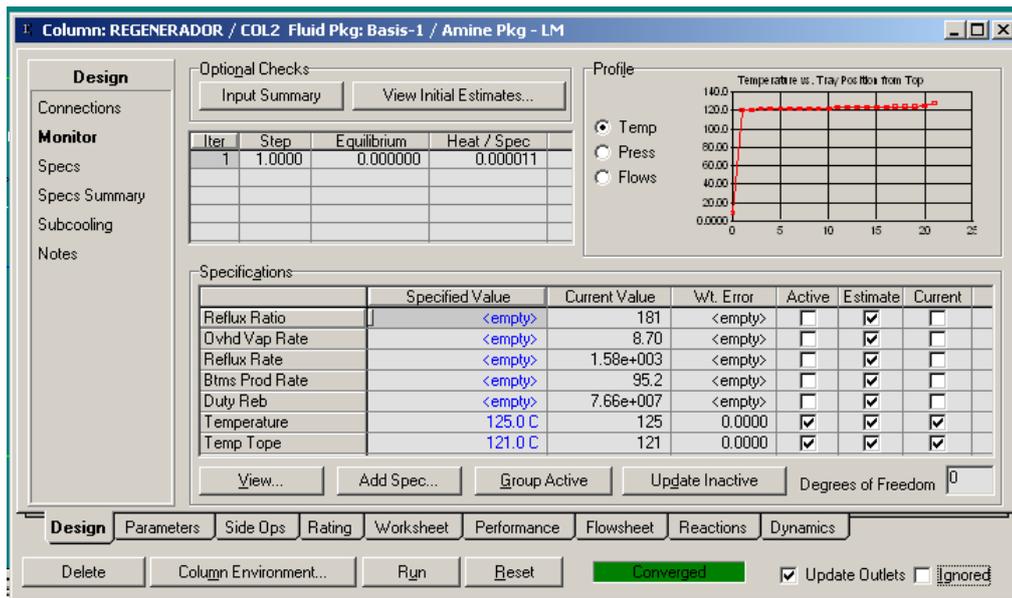
se debe a que el duty real entregado por el rehervidor corresponde a un número menor de etapas. Para la simulación se han considerado 20 etapas teóricas.



Los datos necesarios para que la simulación converja son: presión de tope y fondo, eficiencias de los componentes H_2S y CO_2 en 0.8 y 0.15 respectivamente y dos valores numéricos para los grados de libertad.

4.3.2.1 Grados de libertad

Luego de que el simulador analiza el número de variables del sistema y las ecuaciones independientes disponibles para resolverlo, recién entonces define si el sistema está completamente especificado. Cuando no lo está, el simulador pedirá los datos mínimos necesarios para poder especificar el sistema. Este número de datos mínimos serán los grados de libertad del sistema. En este caso, los grados de libertad son dos. La manera más fácil de converger el sistema es especificando la temperatura del tope del Regenerador y el duty del rehervidor. En el caso estudiado, las variables especificadas fueron el duty del rehervidor y el flujo de fondos.

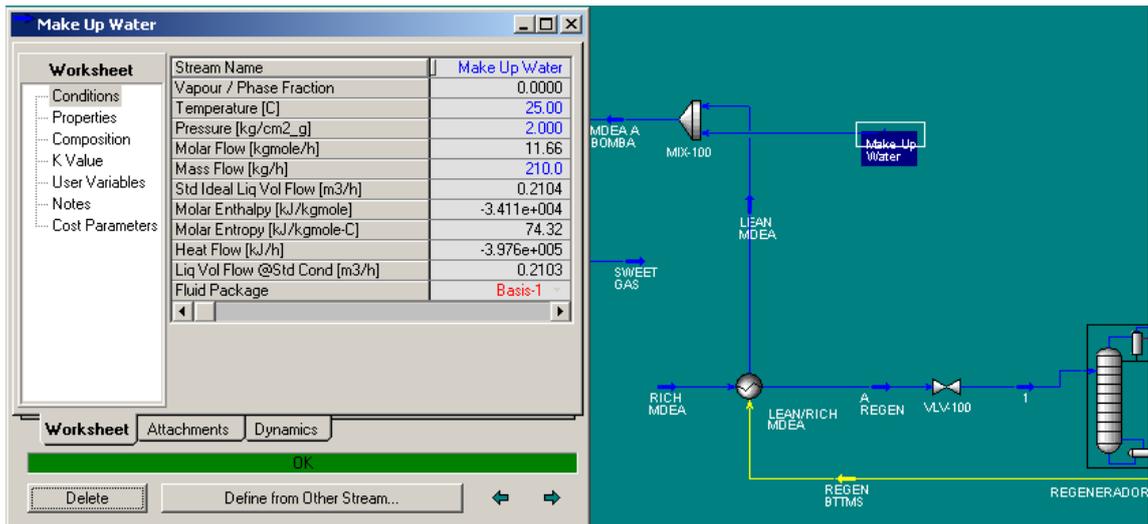


4.3.2.2 Concentración de la amina (MDEA)

Una vez convergida la columna se debe revisar la concentración de la MDEA en la corriente de salida del Regenerador, la cual debe tener el valor real para el caso simulado.

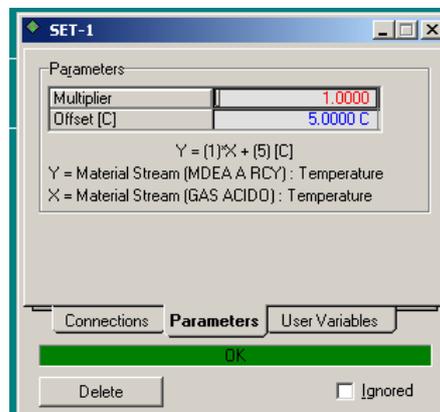
4.3.2.3 Agua de reposición (Make Up)

Debido al proceso de regeneración de la amina (MDEA) es normal que se pierda una parte del volumen de la solución por la corriente de tope del Regenerador. Para reponer este volumen, y mantener así un volumen constante de recirculación, se adiciona agua en el sistema. El agua adicionada es pura, libre de sales u otros compuestos.



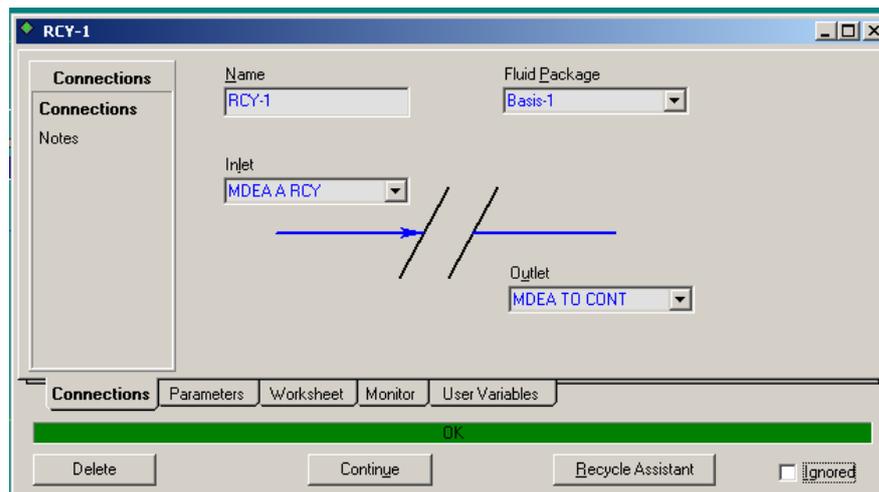
4.3.2.4 Ajuste “S”

Se introduce la herramienta de ajuste “S” para garantizar una temperatura de la amina pobre a la entrada del Absorbedor cinco grados (5°C) por encima de la corriente de gas ácido. Debido a que la amina pobre está en contracorriente con el gas ácido, este control evitará la condensación de los hidrocarburos pesados en el gas ácido que luego podrían ensuciar el empaque del Absorbedor ó irse con la corriente de amina rica y ensuciar el empaque del Regenerador.



4.3.2.4 Reciclo “R”

El sistema de la unidad de aminas es cerrado, es decir, la amina rica del Absorbedor se dirige al regenerador y se retira el H₂S de ella, luego, esta amina pobre (sin H₂S) se dirige al Absorbedor y comienza en ciclo nuevamente. Para este tipo de sistema es necesario introducir la herramienta de reciclo “R” y así, poder unir las corrientes.



Antes de unir la corriente de salida del regenerador, y para asegurar la convergencia de la simulación, seguir los siguientes pasos:

- Borrar la composición de la corriente “MDEA A ABS” y especificarla en la corriente en “MDEA A BOMBA”.
- Borrar el flujo y composición en la corriente “Agua Make Up”.
- Especificar la composición y el flujo de la corriente “MDEA A BOMBA” (de esta manera el flujo objetivo dado en la corriente no cambiará al unir las corrientes de salida del regenerador y la entrada al absorbedor y lo que se calcula es la corriente de Make Up).

Luego de seguir estos pasos, unir las corrientes “MDEA A RCY” y “MDEA A ABS” y la simulación convergerá.

4.4 Variación de las condiciones de operación en la unidad de aminas

Las principales condiciones de operación que afectan la operación de la unidad de aminas y permiten la obtención del gas dulce dentro de especificación son:

4.4.1 Temperatura del gas ácido

El gas ácido proveniente de la unidad de FCC se procesa en la unidad de Aminas en un rango de temperatura de 54°C a 60°C. Esta variable afecta la calidad del gas dulce que se obtiene del Absorbedor, siendo directamente proporcionales. A mayor temperatura del gas ácido, mayor la concentración de H₂S en el gas dulce a la salida del Absorbedor. Esta variable no puede ser controlada, por lo que se trabajará con la temperatura a la que se encuentre el gas ácido, sin importar el valor.

4.4.2 Presión en el Absorbedor

La presión en el Absorbedor influye sobre la calidad del gas dulce a la salida del mismo. A mayor presión en el Absorbedor, menor concentración en el H₂S del Gas Dulce. Para la prueba, se elevará la presión hasta el máximo posible del Absorbedor y los equipos aguas abajo del mismo, siendo esta 12.8 kg/cm²g.

4.4.3 Concentración de la solución de amina pobre

La concentración de H₂S en el gas dulce depende de la concentración de MDEA en la amina pobre, siendo mayor la concentración de H₂S en el fuel gas tratado a una menor concentración de MDEA. Para la prueba, se mantendrá la concentración de la MDEA en la solución de MDEA pobre en un rango de 30% a 37%.

4.4.4 Flujo de amina pobre al Absorbedor

Si se quiere mantener la concentración de H₂S en el gas dulce al aumentar la concentración de H₂S en el gas ácido a la entrada del

Absorbedor, también deberá aumentarse el flujo de amina pobre al mismo, de lo contrario, el H₂S en el gas dulce aumentará. Para la prueba, se mantendrá un flujo de 14 m³/h de amina pobre al Absorbedor.

4.4.5 Porcentaje de sales termoestables (STE)

El porcentaje de STE en el sistema afectará la capacidad de absorción del H₂S. Mantener un porcentaje por encima del 5% aumentará las probabilidades de ensuciamiento en el empaque del Absorbedor, lo que originará espumamiento en el mismo y alto diferencial de presión. Estos problemas repercuten en la cantidad de flujo de amina pobre a la entrada del Absorbedor, ya que si se tiene alto diferencial de presión se tendrá que disminuir el flujo de amina pobre para evitar que siga el espumamiento y con él, el arrastre de solución de amina junto con el gas dulce.

Para la prueba se mantendrá el porcentaje de STE por debajo de 4%, lo cual se conseguirá con purgas de solución de amina del sistema, adición de condensado para mantener el volumen de solución de amina constante en el sistema y adición de amina fresca para mantener la concentración constante (ó aumentarla en caso se requiera).

4.5 Monto de inversión

Considerando la cantidad de solución de amina purgada del sistema, la adición de condensado y la reposición de solución de amina por amina fresca (ver tabla 15), en la tabla 17 se muestra el monto de inversión requerido.

4.6 Escenarios de evaluación

La evaluación del desempeño de la unidad de Aminas se realiza en un rango de carga de gas ácido de 2600 Nm³/h a 3200 Nm³/h.

5. EVALUACION TECNICO – ECONOMICA

5.1 Evaluación con corridas de prueba realizadas en la unidad de Aminas

Inicialmente, se evaluó la unidad de Aminas mediante el software de simulación Hysys para conocer cuáles eran las variables que incidían más sobre el desempeño de la unidad (ver punto 3.4 en el capítulo anterior). Una vez obtenido el modelo se intentó predecir cuáles serían los resultados de concentración de H₂S en el gas dulce al mover estas variables.

Sin embargo, la simulación no contempla la formación de STE en la solución de amina circulante, por lo que su efecto sobre el desempeño de la unidad es netamente experimental (es decir, proviene de la práctica).

Las secciones 4.1.1 y 4.1.2 presentan valores reales obtenidos en la corrida de prueba en la unidad. La sección 4.1.3 presenta la comparación entre los valores predichos por el software de simulación y los valores reales. En esta sección se verá el impacto de las STE sobre el desempeño de la unidad y como su formación no permite la predicción a través del simulador.

5.1.1 Resultados de corridas de prueba: Primera Parte

La calidad del gas ácido de carga a la unidad de Aminas durante los días de corrida es la siguiente:

	02/05/2012	03/05/2012	04/05/2012	07/05/2012	08/05/2012	09/05/2012	10/05/2012	11/05/2012	14/05/2012
	%mol								
Hidrógeno	32.28	30.32	31.47	35.1	34.12	36.47	34.88	34.21	0
Metano	17.92	21.17	18.53	19.89	19.15	20.58	19.39	20.17	21.53
Étano	10.15	11.59	10.05	11.08	10.85	11.36	11.18	11.01	12.24
Etileno	8.54	9.97	8.68	9.35	9.17	9.52	8.9	9.6	9.99
Propano	3.95	3.94	2.78	2.72	2.76	3.1	2.67	2.91	3.51
Propileno	7.58	8.07	5.76	6.41	6.38	6.6	6.1	5.62	8.82
Dióxido de carbono	3.07	0	2.97	2.83	2.68	3.02	3	2.5	4.54
i-Butano	0.75	0.74	0.61	0.61	0.6	0.7	0.75	0.59	0.93
n-Butano	0.64	0.64	0.69	0.54	0.58	0.6	0.59	0.62	0.65
Trans-2-buteno	0.56	0.6	0.49	0.54	0.53	0.54	0.46	0.5	0.73
1-Buteno	0.46	0.51	0.41	0.44	0.44	0.47	0.42	0.43	0.58
i-Butileno	0.81	0.9	0.72	0.77	0.76	0.81	0.74	0.74	1.02
Cis-2-buteno	0.44	0.47	0.38	0.43	0.42	0.42	0.35	0.39	0.57
Sulfuro de hidrógeno	3.5	9.49	7.74	0.72	3.61	4.39	0.46	2.67	21.56
i-Pentano	0.65	0.59	0.62	0.6	0.66	0.62	0.51	0.75	0.95
n-Pentano	0.4	0.37	0.39	0.38	0.4	0.39	0.22	0.48	0.49
1,3-Butadieno	0.02	0.03	0.01	0.03	0.03	0.03	0.02	0.03	0.02
Argón + Oxígeno	0.13	0.16	0.13	0.13	0.14	0.13	0.51	0.11	0.19
Ciclopenteno	0.05	0.05	0.04	0.04	0.04	0.04	0.07	0.05	0.06
Nitrógeno	7.8	0.01	7.4	7.22	6.55	0.07	8.71	6.45	11.36
Monóxido de carbono	0.05	0.18	0	0.01	0	0	0	0	0
2,2-Dimetilbutano	0.03	0.02	0.08	0.02	0.08	0.09	0.04	0.1	0.16
3-Metilpentano	0.16	0.13	0.02	0.11	0.02	0.02	0.01	0.03	0.04
Hexanos	0.06	0.05	0.03	0.03	0.03	0.03	0.02	0.04	0.06

Tabla 7: Cromatografía del gas ácido de entrada al Absorbedor

La corrida de prueba se hizo en dos partes, la Tabla 7 muestra la calidad del gas ácido correspondiente a la primera etapa de la corrida. Esta primera etapa corresponde a una condición de STE mayor al 4%, con la cual la corrida de prueba no se hizo sostenible, ya que este alto el porcentaje de STE hizo que la operación del Absorbedor se hiciera ineficiente y se tuviera que limpiar el equipo.

Se muestra a continuación los resultados para esta primera parte de la corrida.

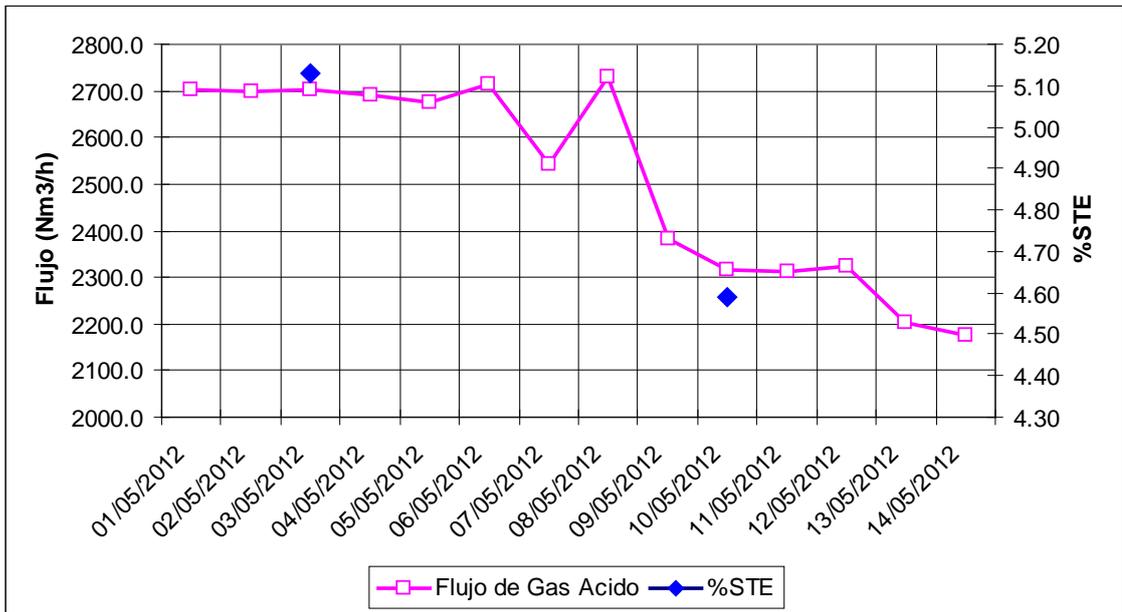


Gráfico 12: Gas ácido de entrada al Absorbedor y contenido de STE en solución de amina

El gráfico 12 muestra como el haber alcanzado un porcentaje de STE por encima del 5% desencadena una disminución en el flujo procesado de gas ácido en el Absorbedor. A pesar que se intentó bajar el contenido de STE (4.6%), nada se pudo hacer ya que el empaque del Absorbedor se encontraba sucio y el flujo de gas ácido canalizado al interior de éste.

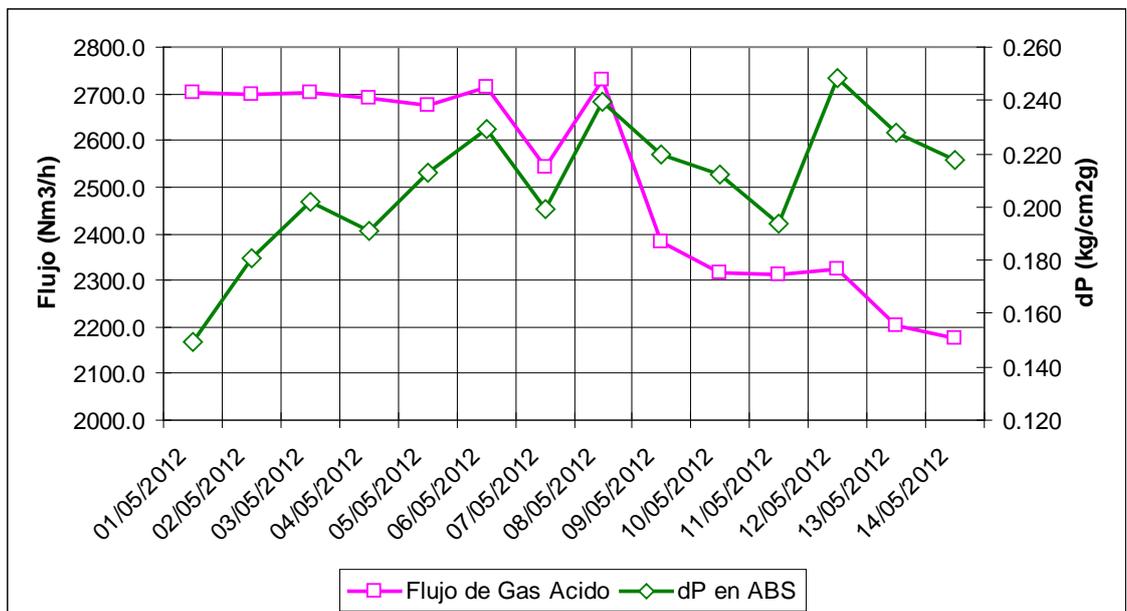


Gráfico 13: Gas ácido de entrada y diferencial de presión en el Absorbedor

El gráfico 13 muestra como el diferencial de presión en el Absorbedor aumenta paulatinamente. Un incremento en el diferencial indica una alta probabilidad de arrastre de solución de amina junto con el gas dulce hacia el compresor. Para mitigar éste efecto se disminuye el flujo de gas ácido a la entrada del Absorbedor (ver día 08/05/2012), sin embargo, el efecto es intrascendente porque el Absorbedor ya se encuentra sucio.

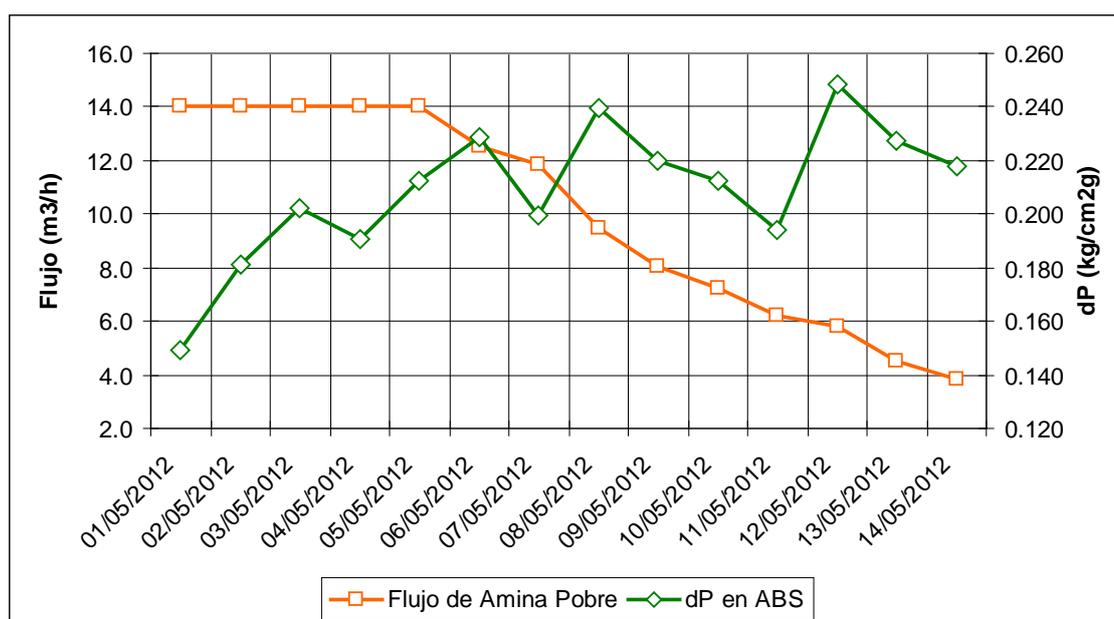


Gráfico 14: Amina pobre de entrada y diferencial de presión en el Absorbedor

Del mismo modo, se intentó disminuir el incremento en el diferencial de presión disminuyendo el flujo de amina pobre hacia el Absorbedor, pero al igual que el caso anterior, no tuvo impacto sobre el diferencial.

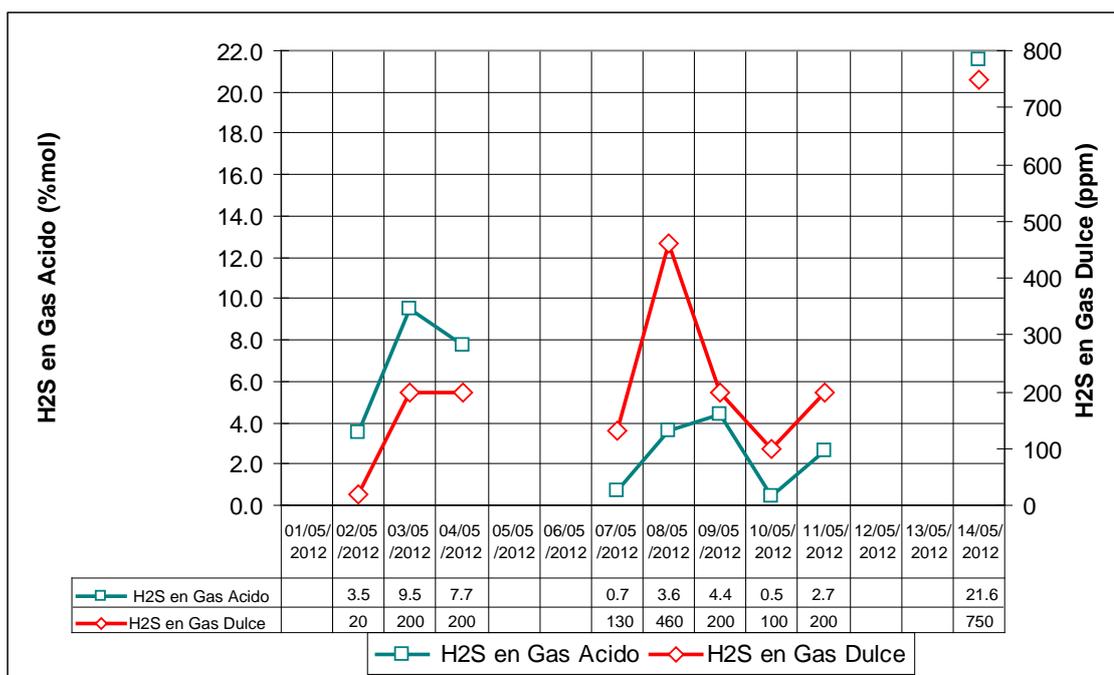


Gráfico 15: Concentración de H₂S en el gas ácido y gas dulce en Absorbedor

En el gráfico 15 se aprecia que antes del día 14 no hubo un incremento del H₂S en el gas ácido de alimentación al Absorbedor al cual se le pueda atribuir el incremento en la concentración de H₂S en el gas dulce. El día 14, el contenido de H₂S es de 21.6% molar, por lo que el gas dulce sale fuera de especificación. Este día se toma la decisión de lavar el Absorbedor. La concentración promedio de H₂S durante el 2 y el 14 de Mayo, inclusive, es de 6.0% molar.

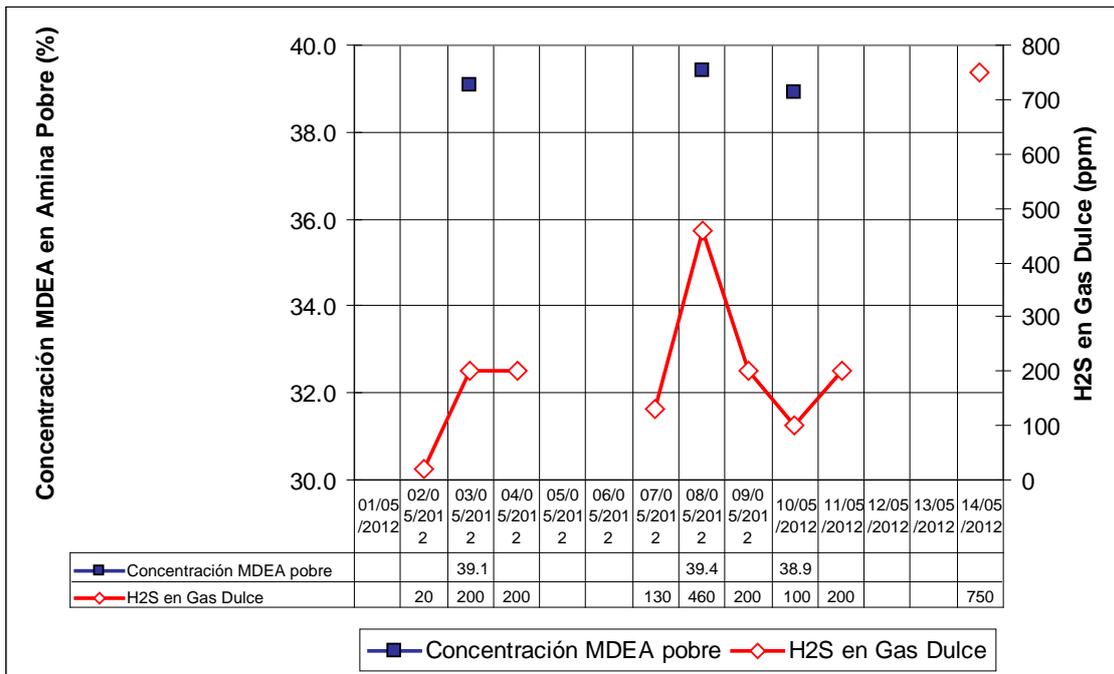


Gráfico 16: Concentración de amina pobre y H₂S en el gas dulce del Absorbedor

El aumento de la concentración de H₂S en el gas dulce a partir del día 3 de Mayo del 2012 (ver gráfico 16) tampoco se debe a una disminución en la concentración de MDEA en la corriente de amina pobre, ya que está por encima del 35%. Por lo tanto, no se puede afirmar que una concentración por encima de este valor asegure conseguir la especificación en el gas dulce.

La primera parte de la corrida de prueba se realizó desde el 1 al 14 de Mayo 2012, y concluyó con el lavado del Absorbedor de la unidad de Aminas.

El lavado se realizó durante los días 15 y 16 de Mayo. Previo al lavado, el día 14, se realizó una termografía en el Absorbedor. En ella se muestra como en el sector central (lado sur este del Absorbedor) existe una menor temperatura debido al ensuciamiento del empaque. Dicho ensuciamiento es producto de las STE.

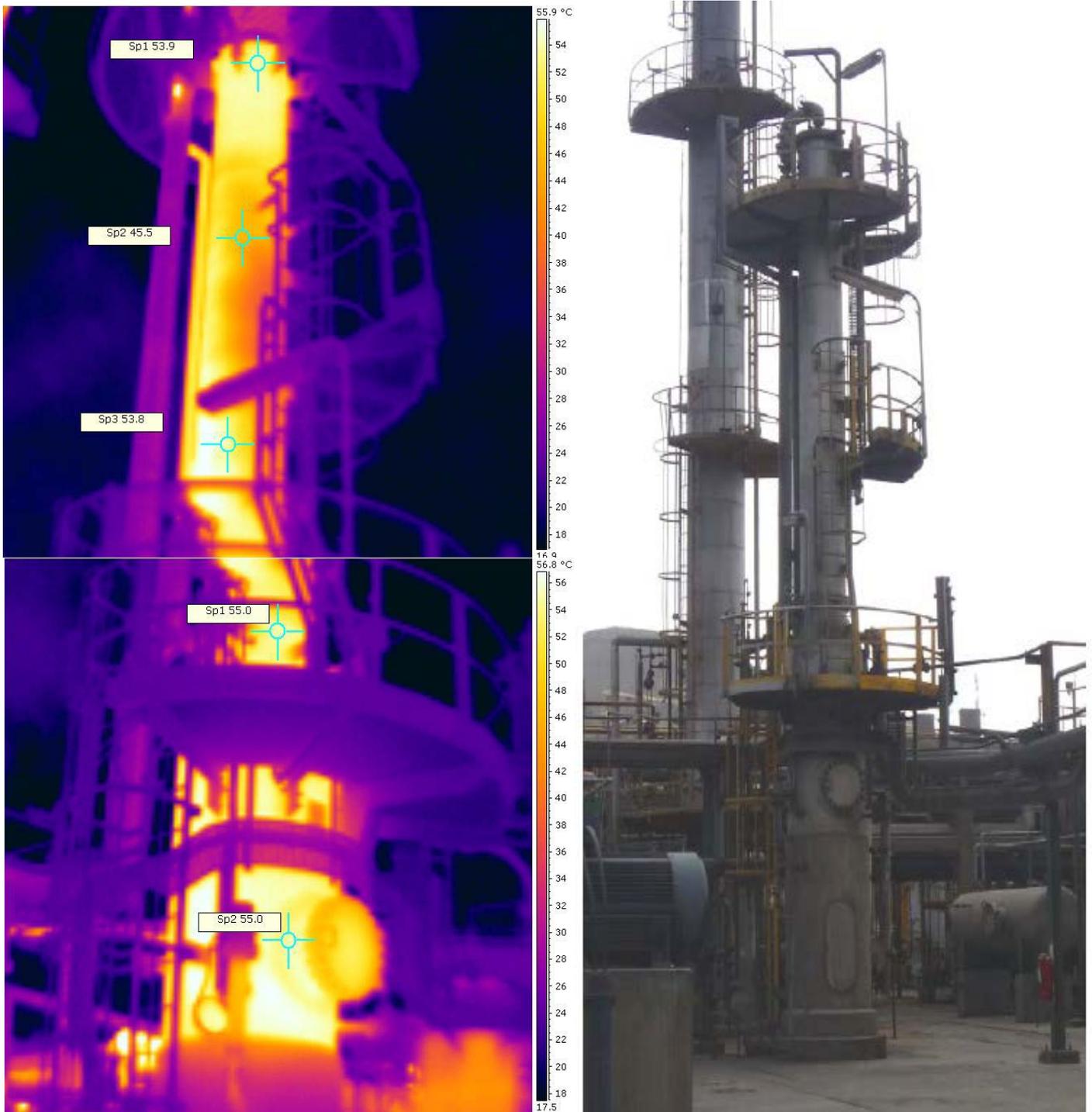


Foto 1: Termografía y vista del Absorbedor durante la primera parte de la prueba

Foto del Absorbedor de la Unidad de Aminas y termografía del mismo. El incremento de temperatura debe ser desde el tope hasta el fondo de la columna, sin embargo, en la parte central se aprecia 45.5 °C, cuando en el tope hay 53.9°C y el fondo 55°C.

5.1.2 Resultados de corridas de prueba: Segunda Parte

La calidad del gas ácido de carga a la unidad de Aminas en esta etapa de la corrida es la siguiente:

	18/05/2012	21/05/2012	22/05/2012	23/05/2012	24/05/2012	25/05/2012	28/05/2012	29/05/2012	30/05/2012	31/05/2012
	%mol									
Hidrógeno	33.97	42.01	40.39	34.56	33.43	38.98	32.49	36.98	35.59	36.45
Metano	16.16	16.24	17.52	15.45	14.17	14.48	15.13	15.86	15.58	16.19
Etano	8.99	9.14	9.32	8.18	7.76	7.65	8.89	8.79	9.15	9.22
Etileno	8.4	7.35	8.24	7.47	6.79	6.67	7.09	7.64	7.4	7.67
Propano	1.67	1.62	1.57	1.8	1.77	1.4	2.19	2.08	2.33	2
Propileno	4.28	5.13	5.45	6.04	5.94	4.79	5.45	5.06	5.3	5.3
Dióxido de carbono	2.39	3.01	3.27	2.72	3.03	2.93	3.51	2.96	3	3.04
i-Butano	0.57	0.82	0.85	0.72	0.8	0.81	0.73	0.72	0.76	0.76
n-Butano	0.66	0.56	0.54	0.51	0.4	0.58	0.49	0.55	0.63	0.48
Trans-2-buteno	0.6	0.53	0.62	0.52	0.52	0.52	0.54	0.5	0.53	0.49
1-Buteno	0.44	0.44	0.48	0.4	0.43	0.43	0.44	0.41	0.42	0.41
i-Butileno	0.77	0.76	0.8	0.68	0.74	0.76	0.78	0.73	0.74	0.73
Cis-2-buteno	0.47	0.41	0.49	0.41	0.39	0.4	0.43	0.39	0.41	0.38
Sulfuro de hidrógeno	13.98	3.5	1.55	12.56	15.51	11.14	12.69	9.15	9.57	8.01
i-Pentano	0.44	0.65	0.63	0.64	0.54	0.68	0.56	0.56	0.64	0.57
n-Pentano	0.25	0.29	0.22	0.26	0.17	0.21	0.24	0.27	0.33	0.25
1,3-Butadieno	0.02	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.01
Argón + Oxígeno	0.1	0.12	0.14	0.12	0.13	0.13	0.14	0.12	0.13	0.19
Ciclopenteno	0.03	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02	0.04	0.04	0.04	0.02
Nitrógeno	5.72	7.25	7.7	6.79	7.34	7.32	8.01	7.02	7.27	7.69
Monóxido de carbono	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2,2-Dimetilbutano	0.01	0.01	0.02	0.09	0.07	0.06	0.09	0.09	0.1	0.09
3-Metilpentano	0.07	0.1	0.12	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.02
Hexanos	0.01	0.02	0.03	0.02	0.02	0.01	0.03	0.04	0.03	0.03

Tabla 8: Cromatografía del gas ácido de entrada al Absorbedor

La segunda parte de la corrida de prueba se inicio el 18 de Mayo del 2012, después del lavado del Absorbedor de la unidad y el arranque de la misma.

En la tabla 8 se aprecia la calidad del gas ácido de alimentación al Absorbedor. Se observa que el porcentaje molar promedio del H₂S durante esta etapa es de 9.6%, frente al 6.0% que se presentó en la primera parte de la corrida de prueba.

Después del lavado del Absorbedor y la purga de solución de amina de la Unidad se consiguió disminuir el contenido de STE por debajo de 4%.

Para constatar la efectividad del lavado, el día 17 de Mayo se realizó una nueva termografía al Absorbedor.



Foto 2: Termografía y vista del Absorbedor durante la segunda parte de la prueba

Esta vez, la termografía no muestra una temperatura menor en la parte central y sigue el perfil de temperatura en aumento desde el tope al fondo, de 47°C a 50°C.

En la segunda etapa de la corrida de prueba se trabajará con un contenido de STE menor a 4%. También se probará el efecto de la concentración de MDEA en la solución de amina pobre sobre la calidad del gas dulce. El flujo de amina circulante será una variable controlada que, por efectos de la prueba, será mantenida en un valor constante. La calidad del gas ácido no será una variable controlada por lo que se endulzará el gas ácido en el Absorbedor sin importar el contenido de H₂S del mismo.

Se muestra a continuación el resultado de estas pruebas.

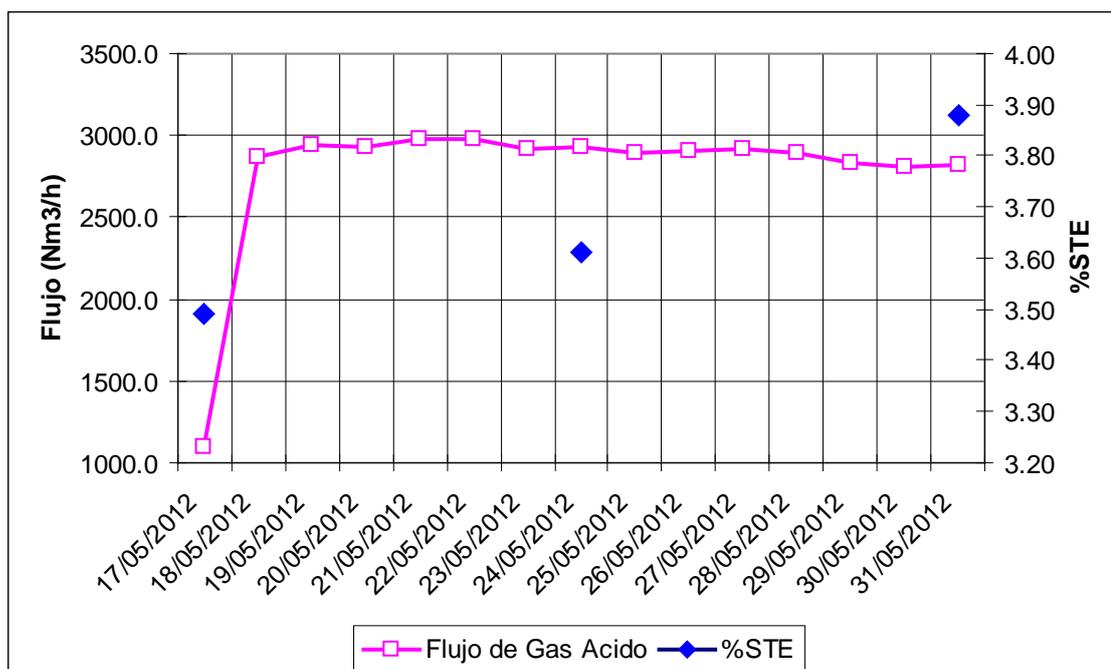


Gráfico 17: Gas ácido de entrada al Absorbedor y contenido de STE en solución de amina durante la segunda parte de la prueba

Después del lavado del Absorbedor, el día 17 de Mayo la unidad ya estaba en servicio, con la solución de amina regenerada y recirculando. Las otras condiciones, como flujo de gas ácido, presión en el Absorbedor y flujo circulante de amina pobre, se normalizaron a partir del día 18. Además de lavar el Absorbedor, también de aprovechó para drenar solución de amina del sistema de manera de disminuir el contenido de STE.

El contenido de STE para esta etapa fue de:

	%STE
17/05/2012	3.49
24/05/2012	3.61
31/05/2012	3.88

Tabla 9: Porcentaje de STE en solución de amina durante segunda parte de la prueba

Se observa que el contenido de STE disminuyó con respecto a la primera etapa. El promedio de la primera etapa fue 4.86%, teniendo como valor máximo 5.13%. Durante la prueba, se mantuvo el contenido de STE por debajo de 4%. De los datos, también se aprecia que el incremento de las STE es de 0.27% cada 7 días (en un escenario en que no se realizaron purgas para disminuir este contenido ya que se estaba en etapa de prueba).

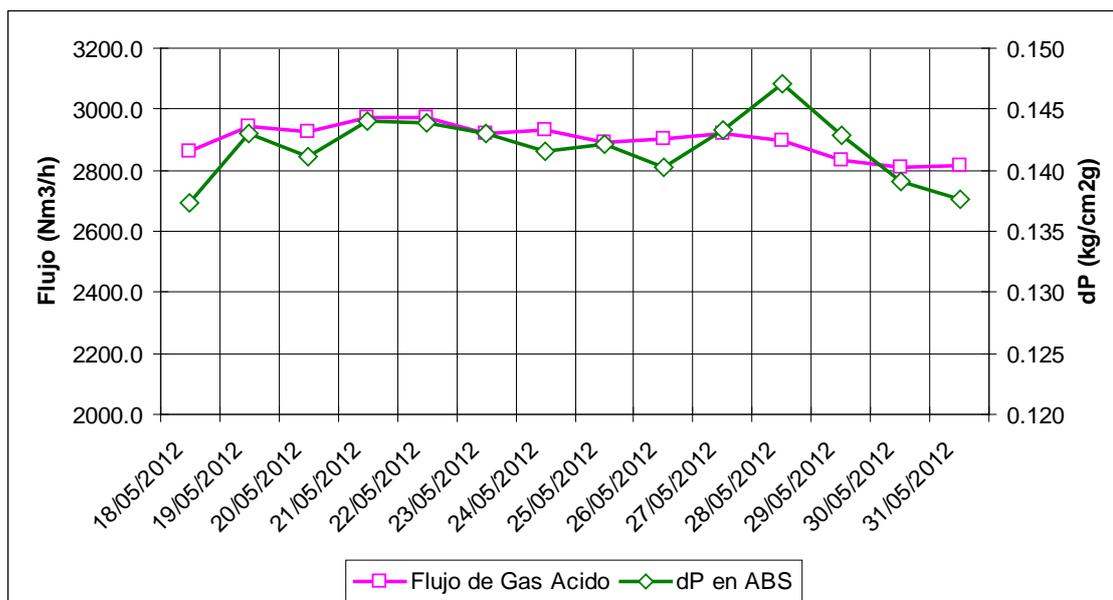


Gráfico 18: Gas ácido de entrada y diferencial de presión en el Absorbedor durante la segunda parte de la prueba

El diferencial de presión en el Absorbedor demuestra que el lavado fue efectivo, ya que para flujos de gas ácido por encima de los 2700 Nm³/h, el diferencial de presión es menor que el presentado en la primera etapa de la prueba. En la siguiente tabla se muestran estos valores.

	Gas Acido (Nm3/h)	dP (kg/cm2g)		Gas Acido (Nm3/h)	dP (kg/cm2g)
01/05/2012	2702	0.15	18/05/2012	2865	0.14
02/05/2012	2700	0.18	19/05/2012	2946	0.14
03/05/2012	2702	0.20	20/05/2012	2926	0.14
04/05/2012	2691	0.19	21/05/2012	2975	0.14
05/05/2012	2675	0.21	22/05/2012	2974	0.14
06/05/2012	2712	0.23	23/05/2012	2918	0.14
07/05/2012	2543	0.20	24/05/2012	2929	0.14
08/05/2012	2729	0.24	25/05/2012	2889	0.14
09/05/2012	2384	0.22	26/05/2012	2901	0.14
10/05/2012	2318	0.21	27/05/2012	2919	0.14
11/05/2012	2311	0.19	28/05/2012	2897	0.15
12/05/2012	2326	0.25	29/05/2012	2831	0.14
13/05/2012	2204	0.23	30/05/2012	2810	0.14
14/05/2012	2177	0.22	31/05/2012	2817	0.14

Tabla 10: Comparación entre flujo de gas ácido y diferencial de presión en el Absorbedor durante la primera y segunda parte de la prueba

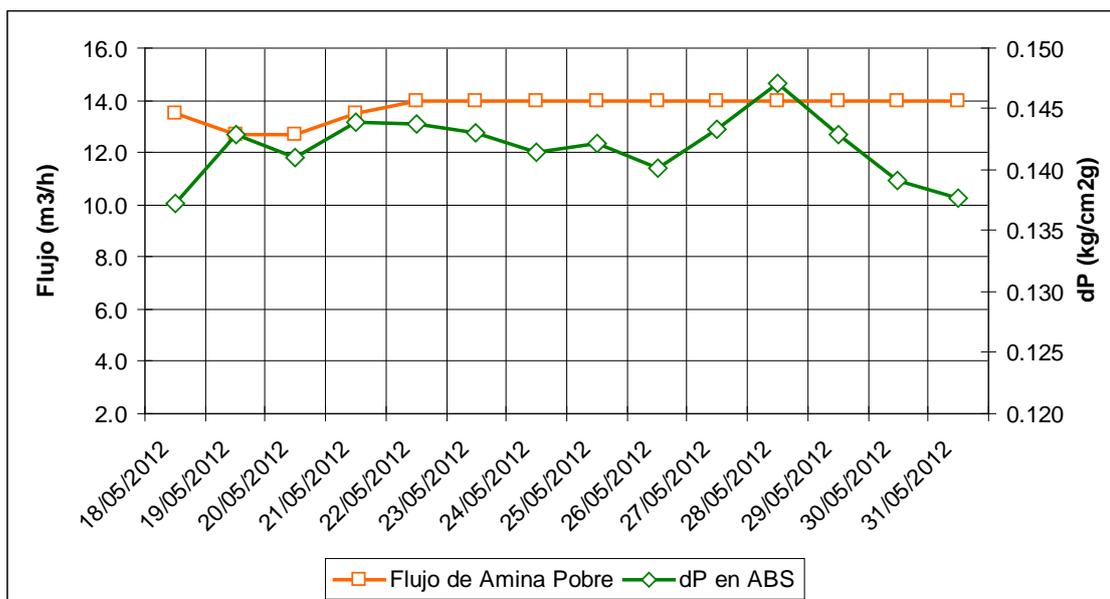


Gráfico 19: Amina pobre de entrada y diferencial de presión en el Absorbedor durante la segunda parte de la prueba

Gracias al lavado, el flujo de amina circulante aumentó en la segunda etapa de la prueba, recuperando el valor de 14 m³/h. En la tabla 11 se muestran los valores de la primera y segunda etapa.

	Flujo Amina (m3/h)	dP (kg/cm2g)		Flujo Amina (m3/h)	dP (kg/cm2g)
01/05/2012	14.0	0.15	18/05/2012	13.5	0.14
02/05/2012	14.0	0.18	19/05/2012	12.7	0.14
03/05/2012	14.0	0.20	20/05/2012	12.7	0.14
04/05/2012	14.0	0.19	21/05/2012	13.5	0.14
05/05/2012	14.0	0.21	22/05/2012	14.0	0.14
06/05/2012	12.6	0.23	23/05/2012	14.0	0.14
07/05/2012	11.9	0.20	24/05/2012	14.0	0.14
08/05/2012	9.5	0.24	25/05/2012	14.0	0.14
09/05/2012	8.0	0.22	26/05/2012	14.0	0.14
10/05/2012	7.2	0.21	27/05/2012	14.0	0.14
11/05/2012	6.2	0.19	28/05/2012	14.0	0.15
12/05/2012	5.8	0.25	29/05/2012	14.0	0.14
13/05/2012	4.5	0.23	30/05/2012	14.0	0.14
14/05/2012	3.8	0.22	31/05/2012	14.0	0.14

Tabla 11: Comparación entre flujo de amina pobre y diferencial de presión en el Absorbedor durante la primera y segunda parte de la prueba

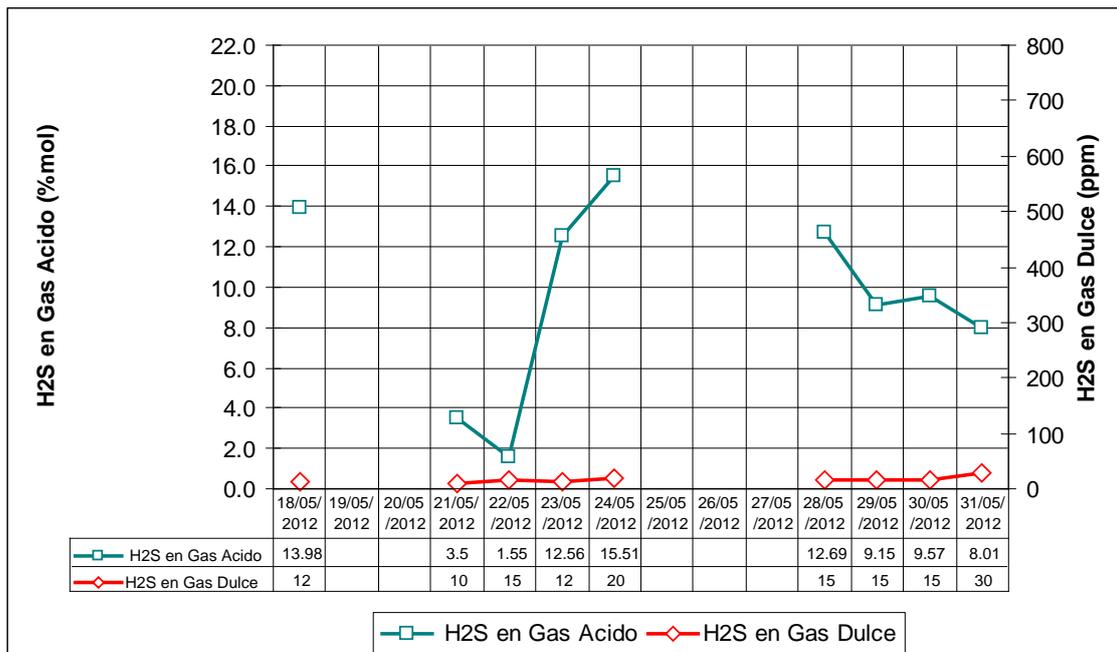


Gráfico 20: Concentración de H₂S en el gas ácido y gas dulce en Absorbedor durante la segunda parte de la prueba

En el gráfico 20 se puede ver como la concentración de H₂S en el gas dulce disminuyó por efecto del lavado. Sin embargo, no se debe interpretar que el lavado, en sí, tenga todo el merito por alcanzar la especificación. En realidad, lo que hizo el lavado es limpiar el empaque, tal que se pueda restituir el flujo de amina circulante y el flujo de gas ácido no se encuentre canalizado (y no pueda reaccionar con la amina).

	H ₂ S Gas Acido (%)	H ₂ S Gas Dulce (ppm)
01/05/2012		
02/05/2012	3.5	20
03/05/2012	9.5	200
04/05/2012	7.7	200
05/05/2012		
06/05/2012		
07/05/2012	0.7	130
08/05/2012	3.6	460
09/05/2012	4.4	200
10/05/2012	0.5	100
11/05/2012	2.7	200
12/05/2012		
13/05/2012		
14/05/2012	21.6	750
Promedio	6.0	

	H ₂ S Gas Acido (%)	H ₂ S Gas Dulce (ppm)
18/05/2012	14.0	12
19/05/2012		
20/05/2012		
21/05/2012	3.5	10
22/05/2012	1.6	15
23/05/2012	12.6	12
24/05/2012	15.5	20
25/05/2012		
26/05/2012		
27/05/2012		
28/05/2012	12.7	15
29/05/2012	9.2	15
30/05/2012	9.6	15
31/05/2012	8.0	30
Promedio	9.6	

Tabla 12: Comparación entre concentración del H₂S en el gas ácido y el gas dulce en el Absorbedor durante la primera y segunda parte de la prueba

Inclusive, en esta segunda etapa de la prueba se tuvo un promedio de concentración de H₂S en el gas ácido mayor al de la segunda etapa, 9.6% vs. 6.0%, lo que demuestra que el aumento de concentración de H₂S en el gas dulce no fue debido a una mayor concentración en el gas ácido, sino a la canalización del gas ácido dentro del Absorbedor, el cual estaba sucio con los subproductos de las STE.

En adición, durante la segunda parte de la prueba, se quiso comprobar el resultado de la simulación hecha en el Hysys, en la cual se observaba que aún disminuyendo la concentración de la

MDEA en la amina circulante se podía conseguir la calidad esperada en el gas dulce.

Es por esto que en esta parte de la prueba se trabajo con una menor concentración de MDEA (< 35% de MDEA) pero sin purgar nada de la solución circulante y solo reponiendo el nivel de solución en el sistema con la inyección de agua tratada. Los resultados se ven en el gráfico 21.

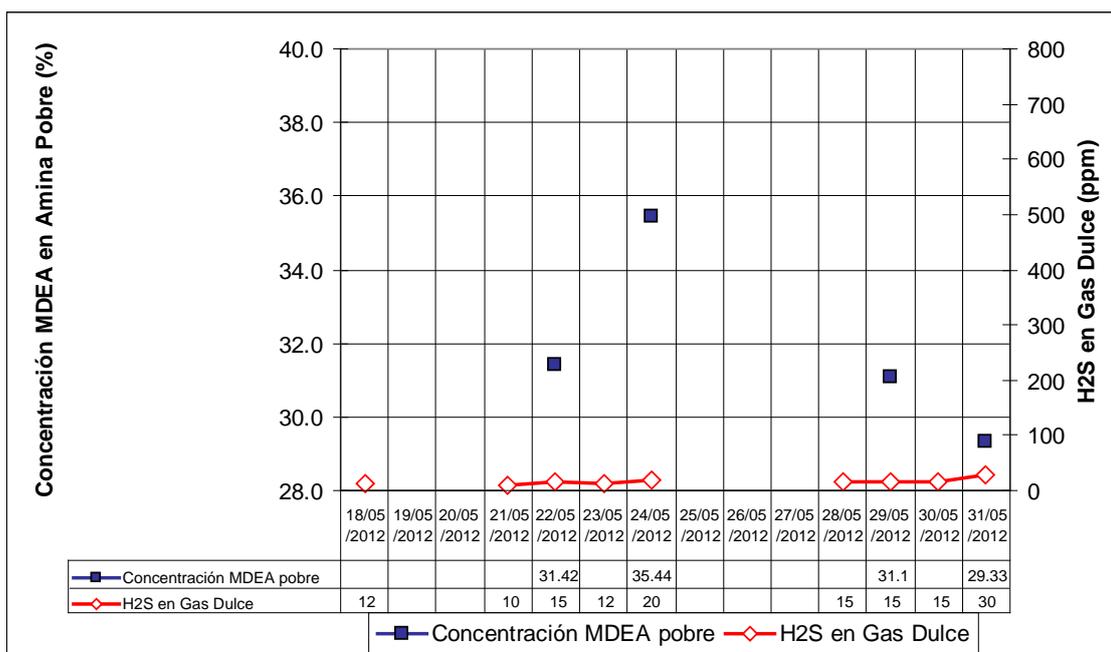


Gráfico 21: Concentración de amina pobre y H₂S en el gas dulce del Absorbedor durante la segunda parte de la prueba

Se demuestra así que se puede conseguir la calidad del Gas Dulce sin necesidad de incrementar por encima del 35% en peso la concentración de la MDEA en la solución circulante.

5.1.3 Comparación de resultados del simulador frente a datos reales

En la sección 3.4 se mencionó cuales eran las variables que afectaban el desempeño de la unidad de Aminas. Para comprobar la predictibilidad del simulador se hizo una comparación entre los datos reales y los del programa.

	H ₂ S Gas Acido (%)	Flujo Amina (m ³ /h)	Presión Absorbedor (kg/cm ² g)	Conc. Amina %	%STE	H ₂ S Gas Dulce REAL (ppm)	H ₂ S Gas Dulce HYSYS (ppm)
31/05/2012	8.0	14.0	12.8	29.3	3.88	30.0	32.0
01/06/2012	6.5	14.0	12.8			20.0	
04/06/2012	4.0	14.0	12.8			80.0	
05/06/2012	8.2	14.0	12.8	32.7		60.1	30.0
06/06/2012	11.4	14.7	12.8			60.0	
07/06/2012	7.2	15.0	12.8	29.2	4.03	40.0	
08/06/2012	4.1	14.3	12.0			20.0	
11/06/2012	10.2	15.0	12.5			140.0	
12/06/2012	6.8	15.0	12.7	29.1		60.0	
13/06/2012	7.4	15.0	12.7			50.0	
14/06/2012	6.8	15.0	12.7	30.4	4.28	200.0	29.4
18/06/2012	7.8	15.0	12.8			130.0	
19/06/2012	10.0	15.0	12.8	29.9		320.0	
20/06/2012	11.1	15.0	12.8			600.0	
21/06/2012	14.2	14.9	12.6	28.8	4.09	600.0	
Promedio	8.3						

Tabla 13: Comparación entre concentración del H₂S en el gas dulce (REAL) y valor del simulador

Con los datos de calidad del gas ácido hacia el Absorbedor, flujo de amina circulante, presión en el Absorbedor y concentración de la amina circulante, se construye una simulación para algunos de los días de la tabla 13.

Sin embargo, a partir del día 05/06 se aprecia que la concentración real del H₂S en el gas dulce difiere de la predicha por el simulador.

La tabla 13 presenta los valores de las STE en el tiempo. Se puede ver que, cuando el porcentaje de STE en el sistema aumenta hasta en 40.8% sobre su máximo recomendado (10% de la concentración de la amina en el sistema), el simulador ya no puede predecir la concentración de H₂S en el gas dulce.

5.2 Evaluación Económica

Del análisis presentado en la sección 4.1 se vio que el aumento de las STE dificultaba la operación de la unidad de Aminas, ya que la formación de las mismas, por encima del 10% de concentración de la solución, disminuía la

absorción del H₂S. Este aumento de las STE hizo necesario poner fuera de servicio la unidad de Aminas y en adición, cambiar el tipo de combustible usado en la unidad de Cogeneración (ver sección 1.1.1 Ubicación de la unidad). Como ya se vio, la unidad de Aminas envía el gas dulce producido en el Absorbedor hacia la Turbina de la unidad de Cogeneración. Esta Turbina provee de electricidad a la refinería donde está ubicada la unidad de Aminas, por lo que no puede quedar fuera de servicio. Para evitar esto, se reemplaza el tipo de combustible quemado en la Turbina, de gas a diesel de bajo azufre (< 50 ppmwt). Este cambio de combustible genera un impacto económico negativo, ya que el precio del diesel es mayor al del gas. En principio, el precio del diesel está dado comúnmente en US\$/barril, sin embargo, el precio del gas no está dado en barriles, sino en US\$/MMBtu. La comparación del precio de ambos no podrá hacerse en volumen, por lo que se hará en unidades de energía ó del índice de calor (heat rate ⁽²²⁾) de la unidad de Cogeneración.

Haciendo un análisis del heat rate de Cogeneración y de ambos combustibles se obtiene que:

Precio del combustible	Diesel		Gas	
	25 128	US\$/MMBtu US\$/bbl	14	US\$/MMBtu
Poder Calorífico	39.2	GJ/t	45.1	GJ/t
	37.1	MMBtu/t	42.8	MMBtu/t
	5.02	MMBtu/bbl	31816.08	Btu/Nm3
Densidad del Diesel	0.851	kg/l		
	0.135	t/bbl		

Tabla 14: Comparación entre precios de combustibles usados en la unidad de Cogeneración

Los datos de poder calorífico, densidad del diesel y precios de los combustibles son del mes de Mayo del 2012 (mes de la prueba). El precio del diesel se ha transformado a US\$/MMBtu para poder compararlo con el del gas. Se aprecia que usar diesel como combustible en Cogeneración en vez de gas es 43% más costoso.

(22) Ver definición en **Glosario**.

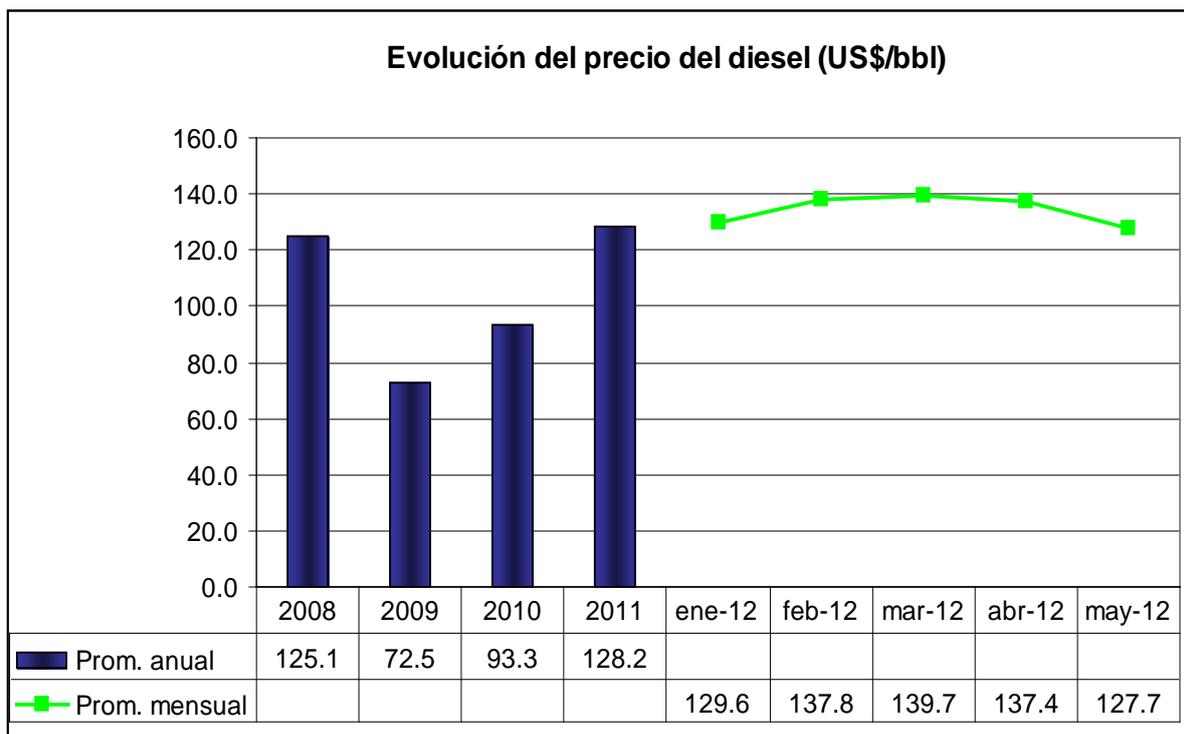


Gráfico 22: Evolución del precio de diesel de bajo azufre usado en la Turbina de Cogeneración

En el Gráfico 21 se observa la evolución del precio del diesel. Luego de la caída abrupta del precio del petróleo y sus derivados a mediados del año 2008, se aprecia que desde el 2009 el precio del diesel ha venido incrementándose, alcanzando, en algunos meses del año 2012, precios por encima de los 130 US\$/bbl.

Con este panorama de incremento en el precio del diesel, se hace rentable pensar en la optimización de la unidad de Aminas, ya que esto hará menos frecuente la limpieza del Absorbedor y por consiguiente, el cambio de combustible gaseoso por líquido en la Turbina de Cogeneración.

Volumen Solución en el Sistema	42 m ³ 42000 l
Densidad	1.041 kg/l
Masa Solución en el Sistema	43722 kg
Concentración MDEA en solución	35 %wt
% STE en solución	3.27 %wt
Masa STE en solución (incluida dentro de MDEA)	500.40 kg
Masa MDEA en solución	15302.7 kg
Masa H₂O en solución	28419.3 kg
Volumen purgado del sistema	1.2 m³
Masa solución purgada	1264 kg
Masa Purgado MDEA	442 kg
Masa Purgado H₂O	780 kg
Masa Purgado STE (incluida dentro de MDEA purgada)	41.32 kg
Nueva masa de STE	459.08 kg
Nuevo % STE en solución	3.00 %wt
Volumen cilindros MDEA pura	0.2 m ³
n° cilindros reposición	5
Volumen MDEA reposición	1 m ³
Masa MDEA reposición	1041 kg
Volumen H₂O reposición	0.2 m ³
Masa H₂O reposición	213.8 kg
Nueva concentración MDEA en solución	36.4 %wt

Tabla 15: Cálculo de la cantidad de MDEA fresca para mantener concentración de STE dentro de control

En la tabla 15 se muestra el cálculo de la cantidad de amina fresca necesaria para mantener el %STE por debajo del 10% de la concentración de amina, de tal modo que no se necesite poner fuera de servicio la unidad para lavar el Absorbedor.

Este análisis busca mantener en el tiempo los siguientes parámetros:

- %STE = 3 %
- %MDEA = 35 - 37%
- Volumen total del sistema = 42 m³

En la sección 4.1.2 en la tabla 9 se vio que el aumento de %STE en una semana era de 0.27%, por lo tanto el análisis parte de una concentración de 3.27%wt, buscando disminuir la concentración a 3% cada semana. Para

mantener la concentración se realiza una purga semanal de la solución del sistema. Al purgar la solución se pierde MDEA, agua y STE por lo que se debe reponer MDEA fresca al sistema. Para mantener la concentración de MDEA en un rango entre 35% y 37% en peso, además de agregar MDEA fresca, también se debe agregar agua al sistema (el tipo de agua a agregar debe estar exenta de sales y sólidos, comúnmente en las plantas industriales se usa condensado de vapor).

El volumen de solución en el sistema debe permanecer inalterable en 42 m³, es decir que, si la cantidad purgada del sistema es de 1 m³, entonces la cantidad total repuesta, entre MDEA fresca y agua, también debe ser de 1 m³. Se busca esto para mantener los niveles de solución constantes en el Absorbedor y Regenerador.

Del análisis en la tabla 15 se aprecia que la cantidad de cilindros de MDEA fresca de reposición a la semana deben ser 5. El análisis económico se hará con este volumen de MDEA de reposición.

	DIESEL	GAS	
Heat Rate Cogeneración	0.01348	0.01348	MMBtu/kWh
Potencia Prom. Durante parada	8000	8000	kWh
N° de horas de parada	48	48	h
Energía usada	5176.32	5176.32	MMBtu
Precio del combustible	25	14	US\$/MMBtu
Costo del combustible	131566	74591	US\$
Diferencia en costo comb.	56976		

Tabla 16: Comparación entre el costo de combustible líquido y gaseoso usado en la Turbina de Cogeneración

Para realizar la evaluación económica primero se debe conocer cuanto más se gastará por usar otro combustible (diesel por gas) para mantener en servicio la unidad de Cogeneración durante las horas que dure el lavado al Absorbedor de la unidad de Aminas. En la tabla 16 se aprecia que para un mismo Heat Rate y una misma potencia generada en la Turbina, se invierten 56976 US\$ mas por usar diesel y no gas. Se usará este monto para la evaluación económica.

CAPITAL DE TRABAJO (GASTOS DE OPERACIÓN)

Consumo de MDEA por semana	5	cil
Precio por cilindro	555	US\$/cil
Costo MDEA al año	144271	US\$/año

INGRESOS

Precio del Diesel bajo azufre (May 12)	128	US\$/bbl
Costo del lavado del Absorbedor	66233	US\$
Costo de operación con Diesel	56976	US\$
Costo por Mantenimiento de Absorbedor	1431	US\$
Costo por venteo de FG al flare	7826	
Paradas al año	4	
Costo Total al año	264933	US\$/año

Tabla 17: Monto de inversión para optimizar la operación de la unidad de Aminas

En la tabla 17 se observan el monto de la inversión para lograr una adecuada operación de la unidad de Aminas y el gasto operativo para mantener esta operación en el tiempo, en el cual no se tenga que sacar fuera de servicio el Absorbedor durante dos días para realizar un lavado debido a la acumulación de STE.

Además, los ingresos corresponden a la operación actual de la unidad de Aminas y Cogeneración. Situación en la cual se debe sacar fuera de servicio el Absorbedor de la unidad de Aminas para realizar el lavado, al menos, cuatro veces al año y para lo cual la Turbina de Cogeneración debe ser operada con diesel.

AÑO	INVERSION (MUS\$)	INGRESOS (MUS\$)	EGRESOS (MUS\$)	DEPREC. LINEAL (MUS\$)	UTILIDAD BRUTA	IMP.30%	REPARTO UTIL. 10%	UTILIDAD NETA	FLUJO DE FONDOS
0	16.65								(16.6)
1	0.00	264.93	36.07	0.00	228.86	68.66	22.89	137.32	137.32
2	0.00	264.93	36.07	0.00	228.86	68.66	22.89	137.32	137.32
3	0.00	264.93	36.07	0.00	228.86	68.66	22.89	137.32	137.32
4	0.00	264.93	36.07	0.00	228.86	68.66	22.89	137.32	137.32
5	0.00	264.93	36.07	0.00	228.86	68.66	22.89	137.32	137.32
6	0.00	264.93	36.07	0.00	228.86	68.66	22.89	137.32	137.32
7	0.00	264.93	36.07	0.00	228.86	68.66	22.89	137.32	137.32
8	0.00	264.93	36.07	0.00	228.86	68.66	22.89	137.32	137.32
9	0.00	264.93	36.07	0.00	228.86	68.66	22.89	137.32	137.32
10	0.00	264.93	36.07	0.00	228.86	68.66	22.89	137.32	137.32

VAN MUS\$	673
------------------	------------

Valor Actual Neto (VAN al 15%)

TIR	825%
------------	-------------

Tasa Interna de Retorno

Tabla 18: Flujo de fondos para el proyecto de optimización de la unidad de Aminas

En la tabla 18 se observa el flujo neto de fondos, el cual demuestra que si los precios para el 2012 se mantienen constantes, el proyecto sería viable. La inversión, es el gasto adicional necesario para disminuir la concentración de STE sin necesidad de sacar fuera de servicio el Absorbedor. Los egresos son el costo adicional de reposición de MDEA fresca para mantener constante en el tiempo la concentración de STE (la diferencia de reposición actual de 15 cilindros al mes frente a 20 al mes propuesto en esta tesis). Los ingresos principales corresponden al ahorro que se obtendría por no usar Diesel para operar la Turbina de Cogeneración y por no ventear el Gas que no es procesado en el Absorbedor hacia la atmósfera.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

- La simulación del proceso de absorción de H₂S por MDEA mediante el paquete de Aminas del simulador Hysys v 4.2 predice la concentración del H₂S en el gas dulce en función de las variables operativas (temperaturas, presiones, concentración de amina, etc.) hasta una concentración 40% por encima del máximo permisible de STE (10% de la concentración de amina en el sistema).
- De la simulación se ha visto que no es necesario mantener una concentración mayor al 35% en peso ya que, aunque la concentración del H₂S en el gas ácido sea de 15% mol, aún así, la solución de amina lo absorberá. Incluso, con una concentración de 30% en peso de amina en el sistema, el H₂S aún será absorbido.
- La concentración en peso de la amina en la solución debe ser mayor al 30% en peso para mantener flexibilidad operativa en cuanto a la formación de STE (máximo un 10% de la concentración de amina en el sistema).
- En la sección 4.1.1 se vio que el último valor de las STE fue de 5.13%, antes de que el Absorbedor presentara los síntomas del ensuciamiento. Este valor está por encima de la cantidad máxima de STE recomendada en la literatura (10% de la concentración de amina en el sistema). Si la concentración de la amina en el sistema fue de 39.1%, el porcentaje máximo de STE debió ser 3.91%. El 5.13% de STE representa un 31.2% más de STE frente al máximo recomendado.
- De acuerdo al estudio, la velocidad de formación de las STE es de 0.27% en peso por cada siete días. Esto implica purgar 1.2 m³ de solución cada semana y reponer el mismo volumen en una proporción de 5 cilindros (cada uno de 200 litros) de MDEA y 0.2 m³ de agua tratada (ó condensado).
- El control de las STE en el sistema dentro del rango adecuado (10% de la concentración de MDEA en la solución de amina) evita que la unidad de

Cogeneración opere con diesel de bajo azufre durante, al menos, cuatro veces al año (ocho días al año).

6.2 Recomendaciones

- Usar el simulador de procesos como herramienta predictiva de la operación de la unidad de Aminas.
- Mantener una concentración de MDEA en el sistema por encima del 30% en peso.
- Mantener la concentración de las STE en un rango entre el 10% de la concentración de amina en el sistema y un 30% por encima de este valor.
- Realizar la purga y reposición de solución de amina en el sistema de una manera sistemática y sin fallas para evitar la acumulación de STE en el sistema.
- Mantener un stock de MDEA fresca en una cantidad de hasta la mitad del volumen presupuestado al año para posibles contingencias debido a los diferentes escenarios de procesamiento de gas en FCC.
- Implementar un lazo de control automático para que el flujo de entrada de amina pobre al Absorbedor varíe de acuerdo al contenido de H₂S en el gas ácido de entrada al mismo, tal que el contenido de amina pobre y gas ácido se mantenga en el rango de 0.2 a 0.45 mol de amina / mol de gas ácido.

7. BIBLIOGRAFÍA

7.1 Publicaciones / Presentaciones

- Technical article: Gas Sweetening by Dow, 1998.
- Degradation studies of amines and alkanolamines during sour gas treatment process by M. Islam and R. Yussof, 2011.
- Packing a distributor technology by Sulzer, 2011.
- Case study of effect of bicine in CO₂ only amine treater service by H. Pearson, D. Norton, S. Dandekar and J. Shao, 2004.
- Amines used in CO₂ capture by R. Shao and A. Stangeland (The Bellona Foundation), 2009.
- Understanding corrosion in alkanolamine gas treating plants by M.S. DuPart, T.R. Bacon and D.J. Edwards (Hydrocarbon Processing), 1993.
- Effect of heat stable salts on MDEA solution corrosivity by P.C. Rooney, T.R. Bacon and M.S. DuPart (Hydrocarbon Processing), 1996-1997.
- Advances in amine reclaiming – Why there´s no excuse to operate a dirty amine system by A. Cummings, G. Smith, D. Nelsen, 2007.
- Amine plant troubleshooting and optimization by R.G.F. Abry and R.S. DuPart (Hydrocarbon Processing), 1995.
- Heat Stable Amine Salts by INEOS LLC, Gas/Spec Technology Group.
- Reduce amine plant solvent losses by E.J. Stewart and R.A. Lanning (Hydrocarbon Processing), 1994.
- Solvent Losses by R. Kuroda INEOS LLC, Gas/Spec Technology Group.
- Generic presentation by E. Stewart INEOS Americas LLC, Gas/Spec Technology Group.
- Amine treating unit, general operating instructions by UOP Process Division, 1982.
- Amine basic practices guidelines, 2007.

7.2 Páginas web

- <http://es.wikipedia.org/wiki/>
- <http://www.elperuano.pe/Edicion/>
- <http://www.gasspec.com/>

- <http://www.dow.com/products/market/oil-and-gas/>

7.3 Manuales

- Manual de operación de planta de aminas, INEOS LLC, Gas/Spec Technology Group, 2003.

8. ANEXOS

8.1 Glosario y Nomenclatura

Acido sulfhídrico (H₂S): Gas inflamable, incoloro y con un olor característico a huevos podridos. Es debido a este olor característico que es fácilmente detectable (20 – 50 ppm). Es un gas extremadamente peligroso para la salud, por encima de los 50 ppm daña los tejidos receptores del olfato. La exposición a concentraciones mayores a 100 ppm puede producir la muerte.

Agua de enfriamiento: Agua sometida a un tratamiento químico especial y pueda ser usada para remover el calor de las corrientes de proceso que así lo requieran. La remoción de calor se hace en equipos llamados *intercambiadores de calor*, razón por la cual el agua debe ser tratada químicamente para evitar la corrosión de estos equipos.

Agua de Make Up: También llamada agua de reposición. Es el volumen de agua que se debe reponer en el sistema debido a la pérdida de la misma durante el proceso de regeneración.

Agente quelante: Sustancia que forma compuestos químicos complejos con iones de metales pesados.

Agua tratada: Agua sometida a algún tratamiento químico (como por ejemplo osmosis inversa, deaeración, intercambio iónico, u otros) para remover sus contaminantes.

Caldera: Equipo que mediante la quema de gas ó aceite combustible genera vapor.

Catalizador: Compuesto químico que modifica la velocidad de una reacción química, acelerándola o desacelerándola.

Cogeneración: Proceso de conversión de Energía, en el cual se produce potencia y calor de una misma fuente de Energía. La potencia, como trabajo por unidad de tiempo, no se limita a la generación de electricidad, sino también a la potencia mecánica (impulsión de bombas y compresores). El calor, es la energía térmica suministrada a otro proceso cuyo fin no es la producción de potencia. Para el caso estudiado, el proceso involucra una turbina a gas generadora de electricidad y cuya descarga de gases de combustión es utilizada para la generación de vapor.

Condensado: Agua tratada que se obtiene de la condensación del vapor producido en una Caldera.

Craqueo catalítico fluidizado (FCC): Proceso químico mediante el cual se transforma Gasóleo Pesado de Vacío (HVGO) en componentes como diesel, gasolina y gas licuado de petróleo. Para lograr esta transformación se utiliza un catalizador. Las reacciones químicas entre el catalizador y el hidrocarburo generan *coque*, el cual se deposita sobre el catalizador y lo desactiva. Para reactivarlo, se debe quemar este coque en el *regenerador* de la unidad de FCC. La quema de este coque se hace con la inyección de aire.

Cromatografía de gases: Es una técnica mediante la cual se volatiliza una muestra de gas que luego pasa a través de una columna empacada. Esta columna se encarga de adsorber los componentes, separándolos por medio de un reparto de los componentes que componen la mezcla gaseosa.

Demister: Separador de gotas ó malla antiarrastre instalada en la cabeza del absorbedor. Está malla evita el arrastre de amina en el gas.

Destilación al vacío: Proceso físico mediante el cual se calienta el residual obtenido de la destilación atmosférica hasta su punto de ebullición, a presión de vacío, para separar los componentes que lo conforman, entre ellos el diesel, la gasolina, el kerosene, el gas licuado de petróleo y el residual de vacío.

Destilación atmosférica: Proceso físico mediante el cual se calienta el petróleo crudo hasta su punto de ebullición para separar los componentes que lo conforman, entre ellos el diesel, la gasolina, el kerosene, el gas licuado de petróleo y el residual.

Diesel: Mezcla de hidrocarburos líquidos, derivada del petróleo crudo, obtenida por los procesos químicos y físicos de una refinería. Su principal característica es el índice de cetano.

Dióxido de carbono (CO₂): Gas incoloro e inodoro, a bajas concentraciones. Este gas es usado en la industria alimenticia, farmacéutica, agricultura entre otros. Una de las formas de producirlo es mediante la quema de combustibles fósiles y madera. El aumento de su concentración en la atmósfera es una de las principales causas del efecto invernadero.

Efecto invernadero: Fenómeno por el cual, gases en la atmósfera absorben y emiten radiación infrarroja. Los gases atrapan el calor causando un aumento de temperatura en la superficie terrestre.

Espumamiento: Fenómeno físico, el cual consiste en la disminución de la tensión superficial de una solución. Cuando la tensión superficial es baja, la solución forma una capa muy delgada y elástica que puede encapsular burbujas de gas ó formar pequeñas gotas de líquido, llamadas *aerosol*. Cuando la tensión superficial es alta, la capa no se formará y el gas no quedará encapsulado.

Índice de calor: Medida usada para describir que tan eficientemente un generador usa la energía. Se expresa en Btu/kWh e indica el número de Btu de calor requerido para producir un kWh de energía eléctrica.

Índice de cetano: Corresponde a la cantidad presente de cetano, hexadecano, en una mezcla de referencia con igual punto de inflamación que el hidrocarburo sometido a la prueba.

Gas licuado de petróleo (GLP): Mezcla de hidrocarburos que a condiciones normales de presión y temperatura se encuentra en estado gaseoso. Sus componentes principales son el propano y el butano, y en menor grado el etano y el pentano. Se le llama licuado porque a alta presión la mezcla de hidrocarburos pasa del estado gaseoso al líquido.

Gasolina: Mezcla de hidrocarburos líquidos, derivada del petróleo crudo, obtenida por los procesos químicos y físicos de una refinería y que es utilizada como combustible de motores de combustión interna. La principal característica de esta mezcla es su capacidad antidetonante, la cual estará dada por el octanaje.

Grados de Libertad: Es el número de parámetros que pueden ser variados independientemente. Matemáticamente, es el número de variables del sistema menos el número de ecuaciones independientes disponibles para resolver el sistema.

kWh: Unidad de energía, miles de watts por hora.

MMBtu: Unidad de medida de energía, millones de Btu (British Thermal Unit).

Octanaje: Es la capacidad antidetonante de la gasolina y se usa para evitar las explosiones dentro de los motores de combustión interna. Para determinar el octanaje de la gasolina, se compara la capacidad antidetonante de esta mezcla de hidrocarburos con una mezcla de iso-octano (índice de octano 100, poco detonante) y n-heptano (índice de octano 0, muy detonante).

Petróleo crudo: Compuesto líquido, extraído del subsuelo, formado por la mezcla de hidrocarburos y que no ha sido procesado en una refinería.

Reclaimer: Equipo usado en unidades cuya amina es la MEA. El reclaimer es una caldereta donde se destila la amina pobre y se la separa de los contaminantes. El ciclo comienza cuando la amina pobre ingresa al reclaimer (entre el 1% al 3% del flujo circulante de amina pobre), luego se le agrega una base fuerte como hidróxido de sodio (NaOH) para neutralizar las sales

termoestables presentes en la solución. La adición de esta base libera a la amina y genera compuestos de degradación (sales inorgánicas de sodio) que luego son drenadas.

Refinería de Petróleo: Una Refinería de Petróleo es un complejo productivo compuesto por diversas unidades de procesos químicos, entre las cuales se encuentran las unidades de destilación atmosférica, destilación al vacío, craqueo catalítico fluidizado, entre otras. Este complejo tiene como finalidad principal, la de procesar el petróleo crudo para convertirlo en productos con mayor valor agregado tales como la gasolina, el diesel, el gas licuado de petróleo entre otros.

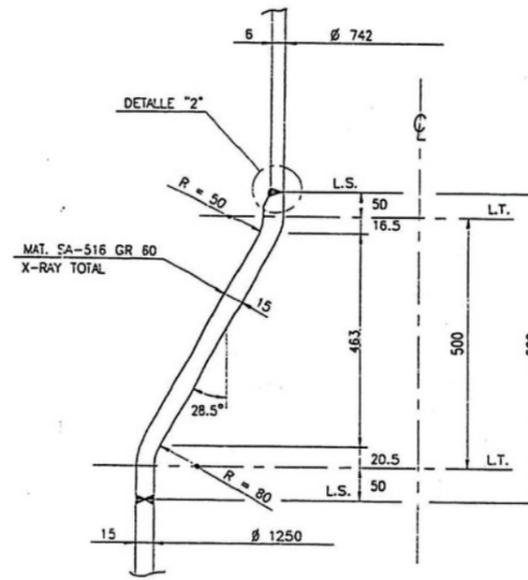
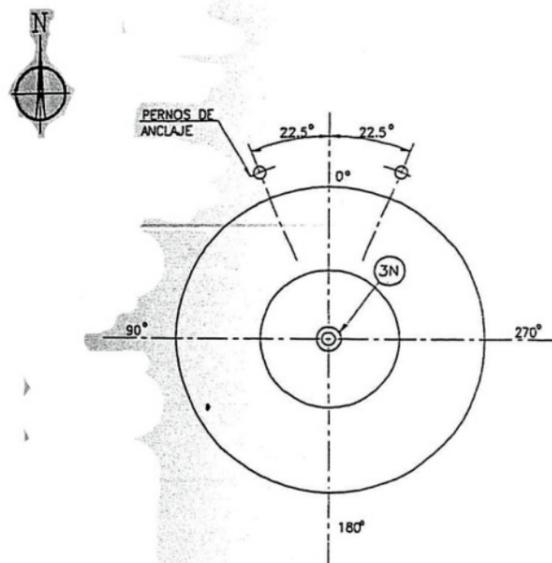
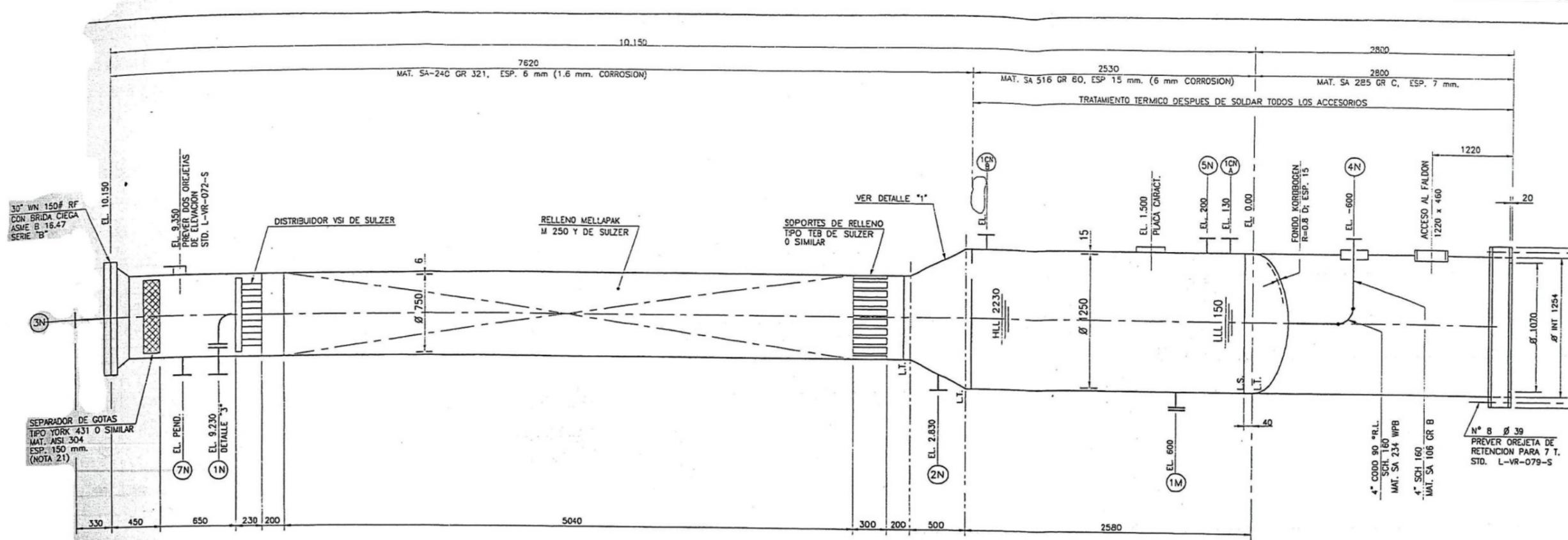
Sales termoestables (STE): Compuestos formados como un resultado de la reacción de la amina con las trazas de compuesto inorgánicos en el gas ácido. Se les llama termoestables porque no pueden ser regeneradas al aplicarles calor (la molécula de amina no puede ser liberada).

TEA: Su nombre comercial es Trietanol amina. Es una amina terciaria de fórmula $C_6H_{15}NO_3$ y nombre químico 2,2,2 trihidroxi trietil amina.

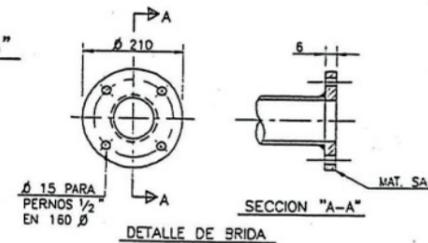
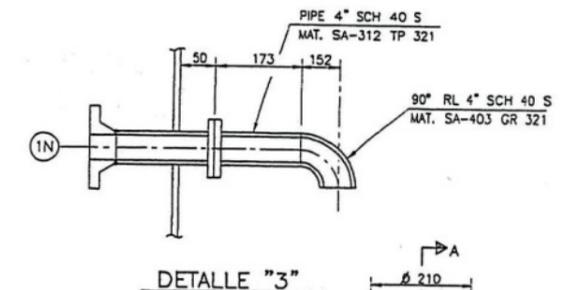
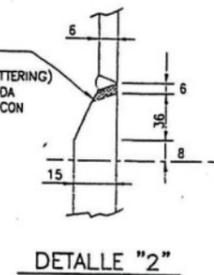
Turn-Down: Rango de operación óptimo de una unidad ó equipo. Para el caso de la Unidad de Aminas, indica que la eficiencia de la transferencia de masa disminuye a bajas cargas. La relación entre la mínima carga y la máxima, es el factor de turn-down.

8.2 Planos

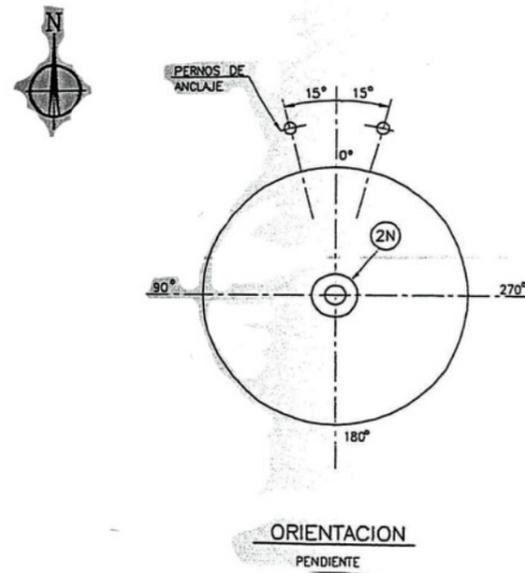
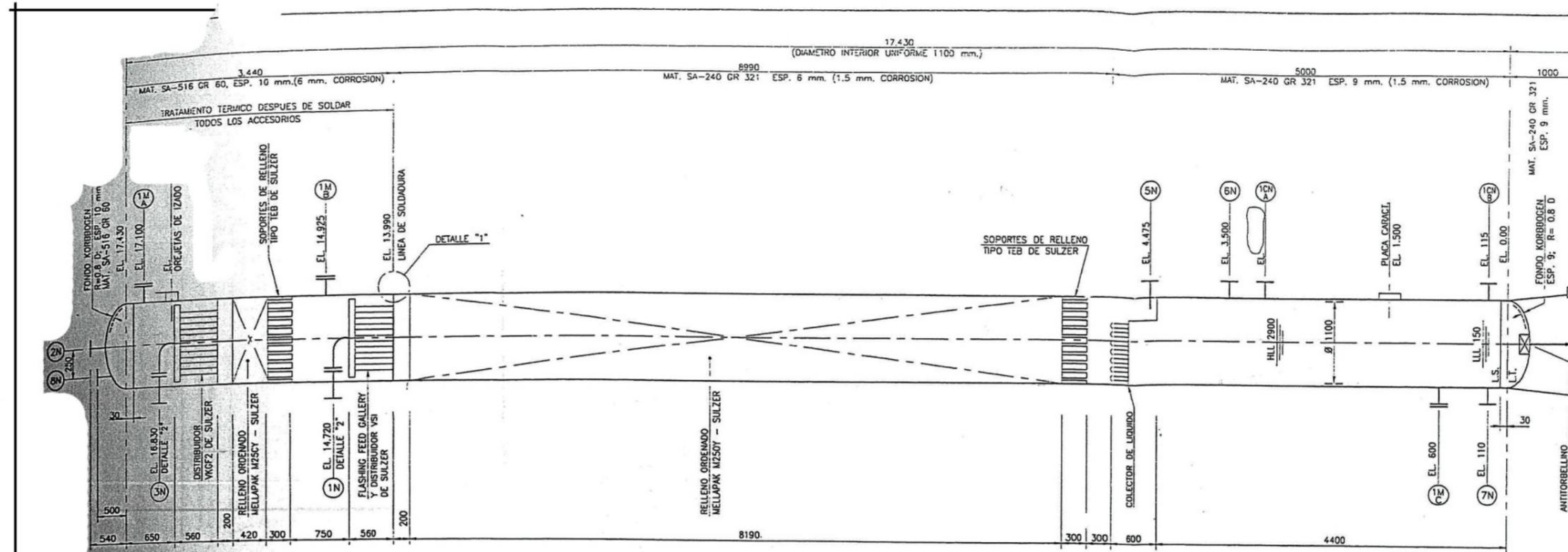
Absorbedor



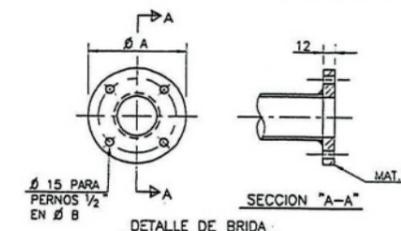
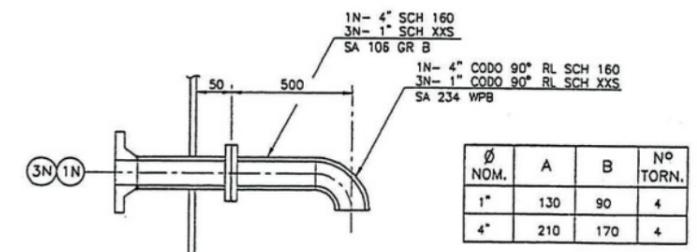
ANTES DEL TRATAMIENTO TERMICO SE PREPARARA ESTE BORDE CON UN RECARGUE DE SOLDADURA (BUTTERING) DE 6 mm. ESP. LA PRIMERA PASADA CON ELECTRODO E309, EL RESTO CON ELECTRODO E-347



Regenerador



ANTES DEL TRATAMIENTO TERMICO SE PREPARARA ESTE BORDE CON UN RECARGUE DE SOLDADURA (BUTTERING) DE 6 mm. ESP. LA PRIMERA PASADA CON ELECTRODO E309, EL RESTO CON ELECTRODO E-347



DETALLE "2"

NOTAS
 18 - EL CONTENIDO MAXIMO DE CARBONOS O CARBON NO SUPERARA A LOS VALGORES INDICADOS EN LA
 19 - TODOS LOS ACEROS AL CARBONO EN CONTACTO DE NORMALIZADO Y CUMPLIR CON LOS REQUISITO LOS ACEROS AL CARBONO SERA LA INDICADA EN

8.3 Hoja de seguridad (Material Safety Data Sheet) de la MDEA



Ficha de datos de seguridad The Dow Chemical Company

Nombre del producto: UCARSOL(TM) HS SOLVENT 101

Fecha de revisión:

2009/07/10

Fecha de Impresión: 13 Jul
2009

The Dow Chemical Company le ruega que lea atentamente esta ficha de seguridad (FDS) y espera que entienda todo su contenido ya que contiene información importante. Recomendamos que siga las precauciones indicadas en este documento, salvo que se produzcan condiciones de uso que precisen otros métodos ó acciones

1. Identificación de la sustancia/preparado y de la compañía

Nombre del producto
UCARSOL(TM) HS SOLVENT 101

Uso de la sustancia/preparación
Agente de tratamiento de gases.

IDENTIFICACIÓN DE LA COMPAÑÍA.
The Dow Chemical Company
2030 Willard H. Dow Center
48674 Midland, MI
USA

Número de información para el cliente: 800-258-2436
Para preguntas sobre esta FDS, contacte: SDSQuestion@dow.com

NÚMERO TELEFÓNICO DE EMERGENCIA
Contacto de Emergencia 24 horas: 989-636-4400
Contacto Local para Emergencias: 00 34 977 55 1577

2. Identificación de riesgos

Irrita los ojos.

3. Composición/información sobre los componentes

Componente	Cantidad	Clasificación	CAS #	Número de la CE
2,2'-metiliminodietanol; N-metildietanolamina	> 70,0 %	Xi: R36	105-59-9	203-312-7

Ver la Sección 16 para el texto completo de las frases R.

®(TM)*Marca comercial de la compañía Dow Chemical ("Dow") o de una filial de Dow

Página 1 de 7

4. Medidas de primeros auxilios

Contacto con los Ojos: Lavar inmediatamente y continuamente con agua corriente durante 30 minutos como mínimo. Quitar las lentes de contacto después de los primeros 5 minutos y continuar lavando. Conseguir inmediata atención médica, preferiblemente de un oftalmólogo.

Contacto con la piel: Lavar la piel con agua abundante.

Inhalación: Trasladar al afectado al aire libre. Si se producen efectos, consultar a un médico.

Ingestión: No provoque el vómito. Avisar a un médico o trasladar inmediatamente a un Centro Hospitalario.

Advertencia médica: Debido a sus propiedades irritantes, la ingestión puede producir quemaduras/ulceración de boca, estómago y tracto gastrointestinal inferior con la consiguiente gravedad. La aspiración de vómitos puede dañar los pulmones. Si se efectúa un lavado de estómago, se recomienda un control endotraqueal/esofágico. Las quemaduras químicas en los ojos pueden requerir una irrigación prolongada. Hacer una consulta rápida, preferentemente con un oftalmólogo. Si hay quemaduras, trátelas como quemaduras térmicas, después de descontaminarlas. No hay antídoto específico. El tratamiento de la exposición se dirigirá al control de los síntomas y a las condiciones clínicas del paciente.

5. Medidas de lucha contra incendios

Medios de Extinción: Niebla o agua pulverizada/atomizada. Extintores de polvo químico. Extintores de anhídrido carbónico. Espuma. No utilizar agua a chorro directamente. Puede extender el fuego. El uso de las espumas resistentes al alcohol (tipo ATC) es preferible. Se pueden utilizar las espumas de usos generales sintéticas (incluyendo AFFF) o espumas proteicas comunes, pero serán mucho menos eficaces.

Procedimientos de lucha contra incendios: Mantener a las personas alejadas. Circunscribir el fuego e impedir el acceso innecesario. Los líquidos ardiendo pueden apagarse por dilución con agua. No usar un chorro de agua. El fuego puede extenderse. Los líquidos ardiendo se pueden retirar barriéndolos con agua para proteger a las personas y minimizar el daño a la propiedad.

Equipo de Protección Especial para Bomberos: Utilice un equipo de respiración autónomo de presión positiva y ropa protectora contra incendios (incluye un casco contra incendios, chaquetón, pantalones, botas y guantes). Si el equipo protector de incendios no está disponible o no se utiliza, apague el incendio desde un sitio protegido o a una distancia de seguridad.

Riesgos no usuales de Fuego y Explosión: Puede ocurrir una generación de vapor violenta o erupción por aplicación directa de chorro de agua a líquidos calientes.

Productos de combustión peligrosos: Durante un incendio, el humo puede contener el material original junto a productos de la combustión de composición variada que pueden ser tóxicos y/o irritantes. Los productos de la combustión pueden incluir, pero no exclusivamente: Óxidos de nitrógeno. Monóxido de carbono. Dióxido de carbono (CO₂).

6. Medidas en caso de vertido accidental

Pasos que deben tomarse si el material es liberado o derramado: Derrame de pequeñas cantidades: Absorber con materiales tales como: Material no combustible. Arcilla. Vermiculita. Zorb-all (R). No usar materiales absorbentes como: Farfolla de panoja de maíz. Absorbentes orgánicos húmedos. Musgo de turbera. Celulosa. Serrín. Derrame de grandes cantidades: Confinar el material derramado si es posible. Se recogerá en recipientes apropiados y debidamente etiquetados. Ver Sección 13, Consideraciones relativas a la eliminación, para información adicional.

Precauciones individuales: Evacuar el área. Ver Sección 7, Manipulación, para medidas de precaución adicionales. Mantenerse a contraviento del derrame. Ventilar el área de pérdida o derrame. Las operaciones de limpieza deben ser realizadas solamente por personal entrenado y adecuadamente protegido. Usar el equipo de seguridad apropiado. Para información adicional, ver la Sección 8, Controles de exposición/ protección individual.

Protección del medio ambiente: Evitar la entrada en suelo, zanjas, alcantarillas, cursos de agua y/o aguas subterráneas. Ver sección 12, Información ecológica.

7. Manipulación y almacenamiento

Manipulación

Manejo General: No permita el contacto con los ojos. Evite respirar el vapor. No lo ingiera. Evitar el contacto prolongado o repetido con la piel. Lávese cuidadosamente después de manejarlo. Mantenga cerrado el contenedor. Usar con ventilación adecuada. No usar nitrito de sodio u otros agentes nitrosantes en formulaciones que contienen este producto. Podrían formarse nitrosaminas, sospechadas de ser cancerígenas.

Otras Precauciones: Los derrames de estos productos orgánicos sobre materiales de aislamientos fibrosos y calientes pueden dar lugar a una disminución de las temperaturas de autoignición y posible combustión espontánea.

Almacenamiento

Almacene de acuerdo con las buenas prácticas de fabricación. Utilizar únicamente con una ventilación adecuada. No almacene en: Aluminio. Cobre. Aleaciones de cobre. Contenedores galvanizados. Puede obtener información adicional sobre el almacenaje de este producto llamando a su oficina de ventas o al servicio de atención al cliente.

8. Controles de la exposición/protección personal

Límites de exposición

Ninguno establecido.

Protección Personal

Protección de ojos/cara: Utilice gafas tipo motorista (goggles). Las gafas de protección química (tipo motorista o "goggles") deberán cumplir la norma EN 166 o equivalente. Se dispondrá de lavaojos en el área de trabajo.

Protección Cutánea: Cuando pueda tener lugar un contacto prolongado o repetido frecuentemente, usar ropa protectora químicamente resistente a este material. La elección de las prendas específicas, como pantalla facial, guantes, botas, delantal o traje completo dependerán de la operación.

Protección de las manos: Utilizar guantes químicamente resistentes a este material cuando pueda darse un contacto prolongado o repetido con frecuencia. Usar guantes resistentes a productos químicos, clasificados según norma EN 374: Guantes con protección contra productos químicos y microorganismos. Ejemplos de materiales de barrera preferidos para guantes incluyen: Polietileno clorado. Polietileno. Alcohol Etil Vinílico laminado (EVAL) Ejemplos de materiales barrera aceptables para guantes son Caucho de butilo Vitón. Neopreno. Caucho natural ("latex") Cloruro de Polivinilo ("PVC" ó vinilo) Caucho de nitrilo/butadieno ("nitrilo" o "NBR") Evitar los guantes fabricados de: Alcohol polivinílico ("PVA") Cuando pueda haber un contacto prolongado o frecuentemente repetido, se recomienda usar guantes con protección clase 5 o superior (tiempo de cambio mayor de 240 minutos de acuerdo con EN 374). Cuando solo se espera que haya un contacto breve, se recomienda usar guantes con protección clase 3 o superior (tiempo de cambio mayor de 60 minutos de acuerdo con EN 374). NOTA: La selección de un guante específico para una aplicación determinada y su duración en el lugar de trabajo debería tener en consideración los factores relevantes del lugar de trabajo tales como, y no limitarse a: Otros productos químicos que pudieran manejarse, requisitos físicos (protección contra cortes/pinchazos, destreza, protección térmica), alergias potenciales al propio material de los guantes, así como las instrucciones/ especificaciones dadas por el suministrador de los guantes.

Protección respiratoria: Una protección respiratoria debería ser usada cuando existe el potencial de sobrepasar los límites de exposición requeridos o guías. En el caso de que no existan guías o valores límites de exposición requeridos aplicables, use protección respiratoria cuando los efectos adversos, tales como irritación respiratoria o molestias hayan sido manifestadas, o cuando sea indicado por el proceso de evaluación de riesgos. No es necesaria la protección respiratoria en la mayoría de los casos; sin embargo, si se pulveriza el material, utilice una mascarilla respiratoria homologada. Usar el

respirador purificador de aire homologado por la CE siguiente: Cartucho para vapor orgánico con un pre filtro para partículas, tipo AP2

Ingestión: Evitar la ingesta, ni que sean muy pequeñas cantidades; no consumir ni almacenar alimentos o tabaco en el área de trabajo; lavarse las manos y cara antes de fumar o comer.

Medidas de Orden Técnico

Ventilación: Usar ventilación local de extracción, u otros controles técnicos para mantener los niveles ambientales por debajo de los límites de exposición requeridos o guías. En el caso de que no existieran límites de exposición requeridos aplicables o guías, una ventilación general debería ser suficiente para la mayor parte de operaciones. Puede ser necesaria la ventilación local en algunas operaciones.

9. Propiedades físicas y químicas

Estado Físico	líquido
Color	incolore a amarillo
Olor	a amoníaco
Umbral olfactivo	No se disponen de datos de ensayo
Punto de Inflamación - Closed Cup	No se disponen de datos de ensayo
Punto de Inflamación - Open Cup	140,5 °C <i>Cleveland Open Cup ASTM D 92</i>
Inflamabilidad (sólido, gas)	No es aplicable a los líquidos
Límites de Inflamabilidad en el Aire	Inferior: No se disponen de datos de ensayo Superior: No se disponen de datos de ensayo
Temp. de auto-ignición:	No se disponen de datos de ensayo
Presión de vapor:	0,373 kPa @ 20 °C <i>Bibliografía</i>
Punto de ebullición (760 mmHg)	148,1 °C <i>Estimado</i> .
Densidad de vapor (aire=1):	3,21 <i>Estimado</i>
Peso específico (H2O = 1)	1,045 - 1,048 <i>ASTM D792</i>
Punto de congelación	Ver Punto de Fluidéz
Punto de fusión	No aplicable
Solubilidad en el Agua (en peso)	100 % @ 20 °C <i>Estimado</i>
pH:	10,8 <i>Estimado</i>
Temp. de descomposición	No se disponen de datos de ensayo
Velocidad de Evaporación (Acetato de Butilo = 1)	0,31 <i>Estimado</i>
Viscosidad Cinemática	100 cSt @ 20 °C <i>Estimado</i>
Punto de fluidéz	< -59 °C <i>Estimado</i>

10. Estabilidad y reactividad

Estabilidad / Inestabilidad

Estable en las condiciones de almacenamiento recomendadas. Ver Almacenaje, sección 7.

Condiciones a Evitar: La exposición a temperaturas elevadas puede originar la descomposición del producto.

Materiales Incompatibles: Evitar el contacto con: Nitritos. Ácidos fuertes. Oxidantes fuertes. El producto puede reaccionar potencialmente con varios disolventes orgánicos halogenados, dando lugar a un aumento de la temperatura y/o la presión. Evitar el contacto con metales como: Aluminio. Zinc. Cobre. Metales galvanizados. El calentamiento por encima de 60°C en presencia de aluminio puede dar lugar a corrosión y generación de gas hidrógeno inflamable. Evitar contacto imprevisto con. Hidrocarburos halogenados.

Polimerización Peligrosa

No ocurrirá.

Descomposición Térmica

Los productos de descomposición dependen de la temperatura, el suministro de aire y la presencia de otros materiales.

11. Información toxicológica

Toxicidad aguda

Ingestión

Baja toxicidad por ingestión. Su ingestión puede causar quemaduras en la boca y garganta. Puede provocar náuseas o vómitos. Puede causar molestias abdominales o diarrea.

DL50, Rata 1.945 - 4.780 mg/kg

Riesgo de aspiración

Durante la ingestión o el vómito puede tener lugar una aspiración en los pulmones, causando daño tisular o lesión pulmonar.

Contacto con los Ojos

Puede producir una fuerte irritación con lesión en la córnea, que podría dar lugar a un deterioro permanente de la vista, incluso la ceguera. Puede haber quemaduras químicas.

Contacto con la piel

Un contacto prolongado puede irritar la piel con enrojecimiento local. El contacto repetitivo puede causar quemaduras en la piel. Los síntomas pueden ser de dolor, rojez local severa, hinchazón, y lesiones en los tejidos. Puede provocar una reacción más fuerte si la piel está arañada y cortada. Puede causar una reacción más fuerte si la piel está cubierta (debajo de la ropa, guantes).

Absorción por la Piel

No es probable que un contacto prolongado con la piel provoque una absorción en cantidades perjudiciales.

Inhalación

A la temperatura ambiente, la exposición a los vapores es mínima debido a la baja volatilidad. Si el material se calienta o se produce niebla, se pueden alcanzar concentraciones suficientes como para provocar irritación respiratoria y otros efectos.

Dosis repetida de toxicidad

Para el(los) componente(s) mayor(es): Una exposición repetida aplicada a la piel de ratas no produjo toxicidad sistémica.

Toxicidad en el Desarrollo

Para el(los) componente(s) mayor(es): No ha provocado defectos de nacimiento ni otros efectos fetales en animales de laboratorio.

Toxicidad Reproductiva

|| Contiene componente(s) que afectan a la reproducción en estudios sobre animales.

Toxicidad Genética

Los estudios de toxicidad genética in Vitro han dado resultados negativos. Los estudios de toxicidad genética sobre animales han dado resultados negativos.

12. Información ecológica

DESTINO EN EL MEDIOAMBIENTE

Datos para Componente: **2,2'-metiliminodietanol; N-metildietanolamina**

Movimiento y Reparto

La bioconcentración potencial es baja (BCF menor de 100 o log Pow menor que 3) El potencial de movilidad en el suelo es muy elevado (Poc entre 0 y 50).

Constante de la Ley de Henry: 1,07E-06 atm*m3 / mol; 25 °C Estimado

Coefficiente de partición, n-octanol / agua - log Pow: < 0,2 Medido

Coefficiente de partición, carbón orgánico en suelo / agua (Koc): 1 Estimado

Nombre del producto: UCARSOL(TM) HS SOLVENT 101

Fecha de revisión:
2009/07/10

Persistencia y Degradabilidad

El material es fácilmente biodegradable. Pasa los ensayos OECD de fácil biodegradabilidad. El material es biodegradable en óptimo término. Alcanza más del 70% de mineralización en ensayos de la OCDE de biodegradabilidad inherente.

Ensayos de Biodegradación (OECD):

Biodegradación	Tiempo de Exposición	Metodología
96 %	18 d	Ensayo OCDE 301A
94 %	7 d	Ensayo OCDE 302B

ECOTOXICIDAD

Datos para Componente: 2,2'-metiliminodietanol; N-metildietanolamina

Material no clasificado como nocivo para organismos acuáticos (LC50/EC50/IC50/LL50/EL50 mayor de 100 mg/L en la mayoría de las especies sensibles).

Toxicidad Prolongada y Aguda en Peces

CL50, carpita cabezona (Pimephales promelas), estático, 96 h: 1.200 mg/l

Toxicidad Aguda en Invertebrados Acuáticos

CL50, pulga de agua Daphnia magna, estático, 48 h, inmovilización: 250 mg/l

13. Consideraciones relativas a la eliminación

En el caso de que este producto se elimine sin ser usado ni estar contaminado, debería ser considerado como un residuo peligroso según la Directiva Europea EEC/689/91. Cualquier práctica de eliminación debe cumplir las Leyes nacionales y provinciales, así como, las Leyes municipales o locales relacionadas con la gestión de residuos peligrosos. Para la eliminación de residuos usados y contaminados, pueden requerirse evaluaciones adicionales. No enviar a ningún desagüe, ni al suelo ni a ninguna corriente de agua.

14. Información relativa al transporte

CARRETERA & FERROCARRIL

NO REGULADO

MAR

NO REGULADO

AIRE

NO REGULADO

VÍAS DE NAVEGACIÓN INTERIOR.

NO REGULADO

15. Información reglamentaria

Inventario Europeo de los productos químicos comercializados (EINECS)

Los componentes de este producto figuran en el inventario (EINECS) ó están exentos de su inclusión en el mismo.

Clasificación de la CE e Información de Etiquetado:

Nombre del producto: UCARSOL(TM) HS SOLVENT 101

Fecha de revisión:
2009/07/10

Símbolo de peligro:

Xi - Irritante

Riesgos especiales:

R36 - Irrita los ojos.

Avisos de seguridad:

S24 - Evítese el contacto con la piel.

16. Otra información

Frases de Riesgo en la sección de Composición

R36 Irrita los ojos.

Información Bibliográfica del producto

La información complementaria sobre este producto puede ser obtenida llamando al contacto de ventas o servicio de atención al cliente. Información complementaria sobre éste y otros productos de Dow puede obtenerse a través de la página web : www.dow.com

Revisión

Número de Identificación: 942 / 0000 / Fecha 2009/07/10 / Versión: 2.4

Las revisiones más recientes están marcadas con doble barra y negrita en la margen izquierda del documento.

The Dow Chemical Company recomienda a cada cliente o usuario que reciba esa HOJA DE INFORMACIÓN PARA MANEJO SEGURO DEL PRODUCTO que la estudie cuidadosamente, y de ser necesario o apropiado, consulte a un especialista con el objeto de conocer los riesgos asociados al producto y comprender los datos de esa hoja. Las informaciones aquí contenidas son verdícas y precisas en cuanto a los datos mencionados. No obstante no se otorga ninguna garantía expresa o implícita. Los requisitos legales y reglamentarios se encuentran sujetos a modificaciones y pueden diferir de una jurisdicción a otra. Es responsabilidad del usuario asegurar que sus actividades cumplan con la legislación en vigor. Las informaciones contenidas en estas HOJAS corresponden exclusivamente al producto tal cual fue despachado, en su envase original. Como las condiciones de uso del producto están fuera del control de nuestra Compañía, corresponde al comprador / usuario determinar las condiciones necesarias para su uso seguro. Debido a la proliferación de fuentes de información, como las hojas de información (SDS) de otros proveedores, no somos y no podemos ser responsables de las hojas de información (SDS) que provengan de fuentes distintas a la nuestra. Si se hubiera obtenido una hoja de información (SDS) de otra fuente distinta a la nuestra o si no estuviera seguro que la misma fuera la vigente, póngase en contacto con nosotros y solicite la información actualizada.