

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA
CURSOS ESPECIALES DE GRADO



**ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA CARGA DE GAS ÁCIDO
SOBRE EL CALOR DE ABSORCIÓN DEL H₂S Y CO₂ Y EN LA
SOLUBILIDAD DE LOS VOC/BTEX EN SOLUCIONES DE
AMINA EN PE-01 (PLANTA DE ENDULZAMIENTO-01).**

REALIZADO POR:

CORVALÁN ORTEGA CLAUDIO PATRICIO
MUNDARAY SIMOSA EDGARDO AUGUSTO

**Trabajo de Grado presentado ante la ilustre Universidad de Oriente como
requisito parcial para optar para el título de
INGENIERO QUÍMICO**

Puerto La Cruz, Agosto del 2007.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA
CURSOS ESPECIALES DE GRADO



**ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA CARGA DE GAS ÁCIDO
SOBRE EL CALOR DE ABSORCIÓN DEL H₂S Y CO₂ Y EN LA
SOLUBILIDAD DE LOS VOC/BTEX EN SOLUCIONES DE
AMINA EN PE-01 (PLANTA DE ENDULZAMIENTO-01).**

ASESOR:

Ing. José Rondón.
(Asesor Académico)

Puerto La Cruz, Agosto del 2007.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA
CURSOS ESPECIALES DE GRADO



**ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA CARGA DE GAS ÁCIDO
SOBRE EL CALOR DE ABSORCIÓN DEL H₂S Y CO₂ Y EN LA
SOLUBILIDAD DE LOS VOC/BTEX EN SOLUCIONES DE
AMINA EN PE-01 (PLANTA DE ENDULZAMIENTO-01).**

JURADOS

Prof. Ivelia Avendaño

Prof. Mario Briones

Prof. José Fariñas

Prof. José Rondón

Puerto La Cruz, Agosto del 2007.

RESOLUCIÓN

De Acuerdo Con El Artículo 44 Del Reglamento De Trabajo De Grado De La Universidad De Oriente:

“LOS TRABAJOS DE GRADO SON PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SOLO PODRÁN SER UTILIZADOS PARA OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, EL CUAL PARTICIPARA AL CONSEJO UNIVERSITARIO”.

DEDICATORIA

A mis padres por darme la vida, por darme la educación e inculcarme este espíritu de superación y por su incansable esfuerzo en ayudarme a lograr este objetivo, siempre apoyándome y brindándome su amor y comprensión incondicional, sin ustedes no hubiese logrado esta meta que es tan importante para mí; por enseñarme tantas cosas que fueron tan importantes para ser la persona que soy, a ti papá por ser un ejemplo a seguir de constancia antes aquellos momentos en que todo pareciera ser difícil y seguir siempre hacia delante y haciendo bien las cosas, a ti mamá por enseñarme ese espíritu de lucha y esfuerzo para lograr las metas que nos trazamos en la vida, solo quiero que se sientan orgullosos como me siento yo de haber logrado cumplir este sueño, los quiero mucho.

A mis hermanas Alejandra y Karla, gracias por acompañarme durante todos los años de mi vida, por brindarme su cariño y apoyo en todo momento.

A mis sobrinas y sobrinos Jennifer, Valeria, Valeska, Maria José, Carlos Luís y Reider, espero que vean en mí un ejemplo a seguir que se tracen metas y aspiraciones y vean que con esfuerzo, cariño y dedicación todo se puede, nada es imposible.

A toda mi familia, que aunque la distancia nos separa el amor siempre esta presente en mi corazón.

Claudio Corvalán.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por guiarme en la vida, protegiéndome de todo y dándome salud, amor y paz.

A mis padres por darme la educación y darme la oportunidad de ser una persona profesional tanto en educación como en la vida.

A mis hermanas, sobrinos, sobrinas y cuñado por darme su apoyo y cariño en todo este tiempo.

A Verónica, Yelitza, Lenin y Eduardo mis amigos desde el inicio de esta etapa de mi vida, gracias por estar siempre a mi lado apoyándome y compartiendo conmigo, por estar a mi lado en esos momentos en que hacia falta escuchar una palabra de animo que me motivará a seguir adelante y aquellos que se unieron el camino como Francisco, Teddy, Orlando y Félix Carlos.

A Dulaine mi novia, por darme su cariño y amor ayudándome a olvidar las preocupaciones y siempre alentándome a seguir adelante, gracias por estar a mi lado cuando te necesite.

A mis amigos del Departamento de Ingeniería Química, Rebeca, Miguel Ángel, Roxanna, Patricia, Noriana, Agustín, Héctor y muchos otros por brindarme sus conocimientos y ayudarme de alguna u otra manera a cumplir este sueño.

A mis compañeros de Áreas Edgardo, Karen y Nelys por acompañarme en el desarrollo de este trabajo, gracias por su apoyo y el sacrificio valió la pena lo logramos.

Claudio Corvalán

RESUMEN

El gas natural es una alternativa energética segura, confiable y de gran demanda por el sector industrial, doméstico y comercial. Para la utilización de este recurso es necesario someterlo a un proceso de purificación, es decir, un proceso de endulzamiento con el fin de extraer ciertas impurezas que puede traer el gas desde el yacimiento. Unas de las impurezas más indeseables en el gas natural son los ácidos como H_2S y CO_2 , ya que al no ser removidos, causan problemas de contaminación, corrosión y disminuyen el poder calorífico, lo que afecta la eficiencia de operación en la planta de endulzamiento, por esta razón el gas natural debe ser endulzado ya sea con solventes químicos, físicos, híbridos, entre otros. En este trabajo se describe el proceso de endulzamiento con amina, enfocando como es el impacto de la carga de gas ácido sobre el calor de absorción de H_2S y CO_2 y como se ve afectado por parámetros como la temperatura, el tipo de amina (DEA y MDEA), y la concentración de la solución. También se enfoca la solubilidad de los VOC y BTEX en la solución de amina y como reacciona la solubilidad de estos compuestos con la variación de presión, temperatura, tipo y concentración de amina y la solubilidad para cada componente, es decir, BENCENO, TOLUENO, ETILBENCENO y XILENO; así como el METANO. Con el conocimiento del efecto de los parámetros antes mencionados sobre la carga de gas ácido, el calor de absorción y la solubilidad; nos permite una acertada toma de decisiones para manipular las variables operacionales y obtener una buena eficiencia del sistema de endulzamiento.

ÍNDICE

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
RESUMEN	vii
ÍNDICE	viii
LISTA DE TABLAS	xii
LISTA DE FIGURAS	xiv
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	14
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	15
1.2. OBJETIVOS	17
1.2.1. Objetivo General	17
1.2.2. Objetivos Específicos	17
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO	18
2.1. NATURALEZA Y CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL	18
2.1.1. Tipos de Contaminantes	19
2.1.2. Importancia de la Remoción de los Contaminantes	19
2.2. CONTENIDO DE GASES ÁCIDOS EN EL GAS NATURAL EN VENEZUELA	21
2.3. ESPECIFICACIONES DEL GAS TRATADO O DULCE	23
2.4. PROCESO DE ENDULZAMIENTO O DESADIFICACIÓN	24
2.4.1. Factores a Considerar en la Selección del Proceso de Endulzamiento del Gas	24
2.4.2. Tipos de Procesos de Endulzamiento	27
2.4.2.1. Procesos con Solventes Químicos	28
2.4.2.2. Procesos Con Solventes Físicos	33
2.4.2.3. Procesos con Solventes Híbridos o Mixtos	34

2.4.2.4. Procesos de Conversión Directa.	35
2.4.2.5. Procesos de Lecho Sólido o Seco.	35
2.4.2.6. Procesos con Membranas y otros Procesos.	37
2.5. CONSIDERACIONES GENERALES EN EL PROCESO DE ENDULZAMIENTO DE GAS CON AMINAS.	38
2.5.1. Separación de Entrada.	38
2.5.2. Filtración.	38
2.5.3. Corrosión.	40
2.5.4. Formación de Espuma.	42
2.5.5. Materiales de Construcción.	43
2.6. PRINCIPALES PARÁMETROS DE UNA PLANTA DE ENDULZAMIENTO CON AMINAS.	44
2.6.1. Parámetros Fijos.	44
2.6.1.1. Presión.	44
2.6.1.2. Número de platos.	45
2.6.1.3. Temperatura.	45
2.6.2. Parámetros Controlables.	45
2.6.2.1. Tasa de circulación de la solución de amina.	45
2.6.2.2. Concentración y tipo de solución de amina.	46
2.7. PROCEDIMIENTO PRELIMINAR PARA SELECCIONAR UN PROCESO DE ENDULZAMIENTO.	47
2.7.1. Selección de Procesos Aplicables.	47
2.8. CONOCIMIENTOS PREVIOS DE LOS PARÁMETROS A ESTUDIAR.	49
2.8.2. Solubilidad de VOC y de BTEX.	51
2.8.2.1. Compuestos orgánicos volátiles (VOC).	51
2.8.2.2. Tecnologías para el control de emisiones de BTEX.	52
2.8.2.2.1. Quema de las emisiones.	52
2.8.2.2.2. Condensación de las emisiones.	52

2.9. SIMULACIÓN DEL PROCESO.....	53
2.9.1. Software de Simulación HYSYS 3.1.....	55
CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA.....	58
3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	58
3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	58
CAPÍTULO 4: DESARROLLO DEL TRABAJO.....	46
4.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL MEDIANTE LA ABSORCIÓN CON AMINAS.....	46
4.1.1. Diagrama de Flujo.....	46
4.1.2. Principales Equipos de la Planta.....	48
4.1.2.1. Separador de Entrada.....	48
4.1.2.2. Torre Contactora o Absorbedor.....	48
4.1.2.3. Tanque de Venteo o Flash Tank.....	49
4.1.2.4. Intercambiador de Calor Amina Rica/Amina Pobre.....	50
4.1.2.5. Torre Regeneradora o Despojadora.....	51
4.1.2.6. Bomba de la Solución Pobre.....	52
4.1.2.7. Enfriador de la Solución Pobre.....	52
4.2. CRITERIOS UTILIZADOS PARA LA SIMULACIÓN.....	53
4.3. PROCESO DE SIMULACIÓN Y OBTENCIÓN DE DATOS.....	57
CAPÍTULO 5: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	72
5.1. ANÁLISIS DE PARÁMETROS QUE AFECTAN EL CALOR DE ABSORCIÓN.....	72
5.1.1. Tipo de Amina.....	72
5.1.2. Concentración de la Amina.....	74
5.1.3. Temperatura.....	76
5.1.4. Presión.....	77
5.1.5. Carga de Gas Ácido.....	79
5.2. ANÁLISIS DE PARÁMETROS QUE AFECTAN LA SOLUBILIDAD DE LOS VOC Y BTEX.....	79

5.2.1. Temperatura y Presión.....	79
5.2.2. Tipo de Amina.....	80
5.2.3. Concentración de la Amina.....	81
5.2.4. Solubilidad por Componentes.....	83
5.3. BENEFICIOS ASOCIADOS A UNA CORRECTA PREDICCIÓN DEL CALOR DE ABSORCIÓN Y DE LA SOLUBILIDAD DE VOC Y BTEX EN EL PROCESO DE ENDULZAMIENTO DE GAS NATURAL.....	84
CONCLUSIONES.....	75
RECOMENDACIONES.....	77
BIBLIOGRAFÍA.....	78
ANEXOS.....	80
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:	115

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Composición típica del gas natural en diferentes áreas de Venezuela.	22
Tabla 2.2. Capacidades del Proceso para el Tratamiento de Gas.	27
Tabla 2.3. Procesos Comerciales con Solventes Químicos.	29
Tabla 2.4. Principales Procesos Comerciales con solventes Físicos.	34
Tabla 2.5. Procesos Comerciales con Solventes Híbridos.....	34
Tabla 2.6. Principales Procesos Comerciales de Conversión Directa.	35
Tabla 2.7. Tipos de Aminas y Rangos de Aplicación que Utiliza el Paquete de Aminas.	57
Tabla 2.8. Componentes Disponibles con el Paquete de Propiedades de Aminas.	57
Tabla 4.1. Características de las Principales Corrientes de Entrada a la Torre Contactora.	55
Tabla 4.2. Características y Condiciones de Operación de la Torre Contactora.	55
Tabla 4.3. Características de la Corrientes de Amina Ácida a la Salida de la Torre Contactora.	56
Tabla 4.4. Características de la Corrientes de Gas Dulce a la Salida de la Torre Contactora.	56

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Contenido de H ₂ S en el gas natural en las diferentes	22
Figura 2.2. Software de Simulación Hysys 3.1.	56
Figura 4.1. Diagrama de Flujo de una Planta de Endulzamiento con Amina....	46
Figura 4.2. Modelo de Simulación Utilizado para la Obtención de Datos.	54
Figura 5.1. Calor de Absorción para el CO ₂ en Amina a 80°F y 162,6 Psia.	72
Figura 5.2. Calor de Absorción para el H ₂ S en Amina a 80°F y 162,6 Psia.....	73
Figura 5.3. Calor de Absorción para el H ₂ S en MDEA a 80°F y 162,6 Psia.	74
Figura 5.4. Calor de Absorción para el CO ₂ en MDEA a 80°F y 162,6 Psia. ...	74
Figura 5.5. Calor de Absorción para el H ₂ S en DEA a 80°F y 162,6 Psia.	75
Figura 5.6. Calor de Absorción para el H ₂ S en 35,4 DEA a 162,6 Psia.....	76
Figura 5.7. Calor de Absorción para el CO ₂ en 35,4 DEA a 162,6 Psia.	77
Figura 5.8. Calor de Absorción para el H ₂ S en 49,8 DEA a 80°F.....	78
Figura 5.9. Calor de Absorción para el CO ₂ en 20,6 % DEA a 80°F.	78
Figura 5.10. Solubilidad de BTEX en 35,4 % DEA.....	79
Figura 5.11. Solubilidad de VOC en 35,4 % DEA.....	80
Figura 5.12. Solubilidad de BTEX a 80 °F y 162,6 Psia.	81
Figura 5.13. Solubilidad de VOC a 80 °F y 162,6 Psia.	81
Figura 5.14. Solubilidad de los BTEX a 120 °F 300 Psia	82
Figura 5.15. Solubilidad de los VOC a 120 °F 300 Psia.	82
Figura 5.16. Solubilidad de los BTEX en 20,6 % DEA a 80 °F y 162,6 Psia ...	83
Figura 5.17. Solubilidad de los VOC en 20,6 % DEA a 80 °F y 162,6 Psia.	84
Figura 5.18. Perfil de Temperatura de la Torre Absorbedora de la Planta PE-01.	85

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

El gas natural una vez que entra a instalaciones de superficie debe ser acondicionado para cumplir con especificaciones comerciales, además prevenir los efectos colaterales que ocasionan la presencia de ciertos contaminantes en la corriente de gas; entre los procesos rutinarios empleados para el tratamiento del gas natural se encuentra el proceso de endulzamiento con aminas, que consiste en la eliminación total o parcial de los componentes ácidos, por lo general sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono. Este gas tratado comienza a ser un gas dulce cuando el contenido de pureza entra en los rangos establecidos para un gas dulce (generalmente cantidades de H_2S menores o iguales a 4 ppm y menores de 3% en base molar de CO_2).

Aunque el endulzamiento con amina de gases y de líquidos se ha utilizado por muchas décadas, el proceso todavía se está refinando y se está mejorando para ser más eficiente. El costo de combustible para hacer funcionar las unidades de endulzamiento ha aumentado. Las limitaciones ambientales en las tasas permisibles de emisión han llegado a ser más rigurosas para el metano que consistía en compuestos orgánicos volátiles (VOC) y octano a través de otros compuestos orgánicos ligeros y aromáticos que consistían en el Benceno, Tolueno, Etilbenceno y los Xilenos (BTEX). Consecuentemente, el diseño eficiente y la operación de la amina en unidades de endulzamiento han llegado a ser más críticas.

En este trabajo se describe como es el proceso de endulzamiento con amina, con la finalidad de considerar el impacto de la carga de gas ácido en dos características que afectan la operación eficiente de la amina en unidades de endulzamiento: el calor de absorción por el H_2S y el CO_2 y la solubilidad de VOC y BTEX en soluciones de amina. Puesto que el calor de absorción y la solubilidad de VOC/BTEX en soluciones de amina también varían con la temperatura, el tipo de amina, y la concentración de la solución, el impacto de esos parámetros también se investiga a través de un análisis gráfico.



Este estudio permite optimizar los parámetros operacionales de una planta de endulzamiento, con la finalidad que se cumpla con las especificaciones comerciales y de operación y una buena adaptación de la planta para obtener una mayor producción a bajo costo.

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

El gas natural es un recurso natural no renovable, la importancia del gas natural como recurso energético radica principalmente en el bajo impacto ambiental que tiene en el uso como combustible en comparación con otros carburantes, y en que se trata de un recurso muy importante como materia prima para el sector industrial, así como de un producto final de gran utilidad para los sectores doméstico y comercial. Para que este combustible pueda ser utilizado es conveniente que pase por un proceso de purificación, que es denominado endulzamiento ya que el gas tal como es extraído de los yacimientos, contiene algunos compuestos indeseables como el sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono y agua, los que ocasionan contaminación, corrosión y restan poder calorífico al gas.

Como en todos los procesos que abarca la industria química y petrolera, la necesidad de reducir en las plantas los costos operativos y aumentar la producción dentro de los estándares de calidad que rigen el mercado, han llevado al desarrollo y optimización de nuevos procesos. El aumento en la demanda de gas natural obliga a mejorar los procesos de endulzamiento, con el incremento de la producción de gas dulce y la disminución de los costos de operación. Estudios realizados en esta área se encaminan a la reducción de pérdidas de amina, mediante la manipulación de las variables operativas e implementación de dispositivos, obteniéndose excelentes resultados en el ahorro de costos sin alterar la capacidad ni la calidad de endulzamiento.

El remover los contaminantes del gas natural tiene una gran importancia en todos los niveles de los procesos de producción y comercialización; por razones de



seguridad debido a su alta toxicidad, para prevenir problemas de corrosión en equipos y tuberías, para cumplir con las especificaciones de los productos a comercializar y con la regulaciones ambientales, y también para prevenir problemas específicos en ciertas operaciones como congelamiento del CO₂ durante los procesos a bajas temperaturas requeridos para la extracción de los líquidos del gas o el envenenamiento de los catalizadores usados en los procesos de recuperación de azufre.

Esta problemática se presenta de manera importante en las plantas de endulzamiento, donde la cantidad de contaminantes es mayor, afectando directamente el porcentaje de eficiencia de la operación; por esto nos vemos en la necesidad de analizar los factores y causas que lo originan, dando a su vez un importante paso en vías de minimizar dichos problemas y mejorar la productividad de la planta de endulzamiento. Este trabajo se enfoca en el impacto de la carga de gas ácido sobre el calor de absorción y solubilidad del VOC/BTEX en PE-01 (planta de endulzamiento-01), debido a que el impacto de la carga de gas ácido en estas dos características afecta la operación eficiente de las aminas.

Se estudiarán los factores que inciden sobre el calor de absorción, para tener un mejor manejo del perfil de temperatura de la torre y aumentar así la efectividad del endulzamiento y manteniendo un control sobre la carga ácida que se maneja a través del sistema y que incide de manera directa en el control de la corrosión de equipos y tuberías; también se estudiarán los parámetros que afectan la absorción en la amina de compuestos orgánicos, un factor que debe ser controlado con el fin de minimizar su emisión a la atmósfera y de disminuir la pérdida de eficiencia del sistema. Se hará un estudio de sensibilidad de estas variables dentro de un amplio rango de parámetros de operación, con el uso del simulador de procesos HYSYS, para así definir las condiciones de operación más favorables en cada caso para mejorar y optimizar el diseño y la operación de la amina en PE-01.



1.2. OBJETIVOS.

1.2.1. Objetivo General.

Analizar el impacto de la carga de gas ácido sobre el calor de absorción del H₂S y CO₂ y en la solubilidad de los VOC/BTEX en soluciones de amina en PE-01 (planta de endulzamiento-01).

1.2.2. Objetivos Específicos.

1. Describir el proceso industrial de endulzamiento del gas natural mediante la absorción con aminas.
2. Determinar los parámetros que afectan la operación eficiente de la planta PE-01.
3. Identificar los beneficios asociados a una correcta predicción del calor de absorción y de la solubilidad de los VOC/BTEX.
4. Realizar un análisis de sensibilidad con el uso del simulador Hysys en el que se identifique el efecto de la concentración de gases ácidos sobre el calor de absorción y su influencia sobre la solubilidad de VOC/BTEX.
5. Señalar la importancia del control de las emisiones de VOC/BTEX en unidades de endulzamiento.

CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO

2.1. NATURALEZA Y CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL.

El gas natural es una mezcla en proporciones variables de compuestos gaseosos de naturaleza tanto orgánica como inorgánica. El grupo de naturaleza orgánica, está constituido por hidrocarburos parafínicos o también denominados alcanos. Estos aportan normalmente el 90% en volumen del gas natural y están formados por los siguientes componentes: Metano (CH₄), Etano (C₂H₆), Propano (C₃H₈), iso- butano (C₄H₁₀), n- butano (C₄H₁₀), iso- pentano (C₅H₁₂), n- pentano (C₅H₁₂), Hexanos (C₆H₁₄), Heptanos y más pesados (C₇⁺); éste ultimo es la representación de la sumatoria de los componentes orgánicos restantes más pesados, ya que la composición de cada uno de ellos en forma individual es tan pequeña que no resulta practico expresarla de esa forma. Los 5 primero de la serie nombrada (metano- butanos) son gases a temperatura y presión ambiente. Los restantes pentanos y más pesados, son líquidos mas ligeros que el agua e insolubles en ellas, pero si lo son en otros compuestos orgánicos (alcohol, éter, benceno, etc.). Todos ellos son excelentes combustibles reaccionando con el oxígeno del aire para generar abundante calor y producir dióxido de carbono y agua:



Esta afinidad por el oxígeno en reacciones de combustión, es de tal naturaleza, que para cierta mezcla de aire – alcanos la reacción es tan violenta que resulta explosiva. Estructuralmente, las moléculas de estos compuestos orgánicos están formadas por átomos de carbono e hidrógeno enlazado mediante uniones electrónicas covalentes y formando cadenas lineales o ramificadas.



El segundo grupo de componentes que forman el gas natural, lo constituyen los compuestos inorgánicos; estos aportan normalmente menos del 10% en volumen y están representados normalmente por dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S) y nitrógeno (N_2). Además de los compuestos anteriores, también se encuentran presentes el agua (H_2O) en cantidades variables. El contenido de agua es una causa potencial para la formación de hidratos, los cuales bloquean las tuberías, reducen la capacidad de transferencia en los intercambiadores de calor y taponan válvulas.

De igual modo la presencia de CO_2 y H_2S en el gas natural ocasionan daños a las tuberías y equipos de procesos.

2.1.1. Tipos de Contaminantes.

Entre los contaminantes que presenta el gas natural se encuentran:

- Agua (H_2O).
- Amoníaco (NH_3). Cianuro de Hidrógeno (HCN).
- Dióxido de Azufre (SO_2).
- Dióxido de Carbono (CO_2).
- Disulfuro de Carbono (CS_2).
- Mercaptanos (RCH).
- Nitrógeno (N_2).
- Sulfuro de Carbonilo (COS).
- Sulfuro de Hidrógeno (H_2S).

2.1.2. Importancia de la Remoción de los Contaminantes.

La remoción de estos contaminantes se requieren por razones de seguridad, control de corrosión, especificaciones del producto líquido y/o gaseoso, para prevenir



el congelamiento a bajas temperaturas, disminuir los costos de compresión, prevenir el congelamiento del CO_2 y el envenenamiento de los catalizadores en las instalaciones aguas abajo y para satisfacer requerimientos ambientales.

El proceso de endulzamiento tiene como objetivo la eliminación de los componentes ácidos del gas natural, en esencial el sulfuro de hidrógeno (H_2S) y el dióxido de carbono (CO_2).

El sulfuro de hidrógeno es un gas altamente tóxico. A muy bajas concentraciones irrita posiblemente los ojos, nariz y garganta. La nariz humana puede detectar el sulfuro de hidrógeno a concentraciones tan bajas como 0.02 ppmv. Sin embargo, el sentido del olfato humano no puede detectar concentraciones residuales del sulfuro de hidrógeno. Altas concentraciones y exposiciones prolongadas al sulfuro de hidrogeno insensibilizan el sentido del olfato. Las concentraciones requeridas para las diferentes reacciones con el cuerpo humano son:

- Valor límite máximo para exposición prolongada: 10 ppmv.
- Síntomas ligeros después de muchas horas de exposición: 10 – 100 ppmv.
- Concentración máxima que puede ser inhalada por una hora sin efectos, irritación significativa de los ojos y problemas respiratorios: 200 – 300 ppmv.
- Peligrosa después de 30 minutos: 700 – 900 ppmv y por encima.
- Muerte en minutos: mayores de 1000 ppmv.

El sulfuro de hidrógeno es un gas altamente inflamable y originará la combustión en el aire a concentraciones de 4,3 – 46 ppmv. Los vapores del sulfuro de hidrógeno son más pesados que el aire y pueden migrar distancias considerables hasta una fuente de ignición.

El dióxido de carbono se presenta naturalmente como un gas, que es más pesado que el aire, inodoro e incoloro. Es también un producto principal de la



combustión. El CO_2 es inactivo y por lo tanto no inflamable. El CO_2 desplazaré al oxígeno y puede crear una atmósfera deficiente en oxígeno que produce sofocación. El principal peligro es su exposición a elevada concentración. Como el CO_2 es más pesado que el aire, su potencial se incrementa, especialmente cuando entra en tanques y recipientes. Una creencia común pero errónea es que el CO_2 actúa simplemente como un asfixiante que disminuye el nivel de oxígeno por debajo del 16% mínimo necesario para vivir (a nivel del mar). Sin embargo, este es frecuentemente el caso en la mayoría de los accidentes más serios; el CO_2 comienza a tener un efecto apreciable en las funciones del cuerpo humano alrededor de 2 – 3 %. La concentración de CO_2 en la sangre afecta el ritmo de la respiración, lo que resulta en un incremento medible de un nivel de 1 % en el aire inspirado.

Cualquier persona comprometida en el diseño u operación de una instalación en la cual el H_2S y/o CO_2 están presentes deberían buscar consejos de expertos, tomando en cuenta las precauciones detalladas de seguridad y las consideraciones de diseño mecánico.

2.2. CONTENIDO DE GASES ÁCIDOS EN EL GAS NATURAL EN VENEZUELA.

En la tabla 2.1., se presentan algunas composiciones típicas de gases en diferentes áreas en Venezuela. Podemos mencionar la existencia de gases ácidos asociados a crudos, los cuales son muy difíciles de manejar, como es el caso de la región Urdaneta – García en el Zulia, Venezuela, debido a su alto contenido de H_2S , de hasta 20.000 ppmv. Estos gases provienen de las formaciones profundas del cretáceo, las cuales se caracterizan por su alto contenido de azufre. Obsérvese también la presencia de gas libre, con gran contenido de dióxido de carbono: 15,6 % molar en Guárico y 12,5 % en el Oriente de Venezuela. Se dispone de gases de hasta 20.000 ppmv de H_2S en el Occidente, 30 ppmv en el Oriente y gases dulces como los de costa afuera (Venezuela).

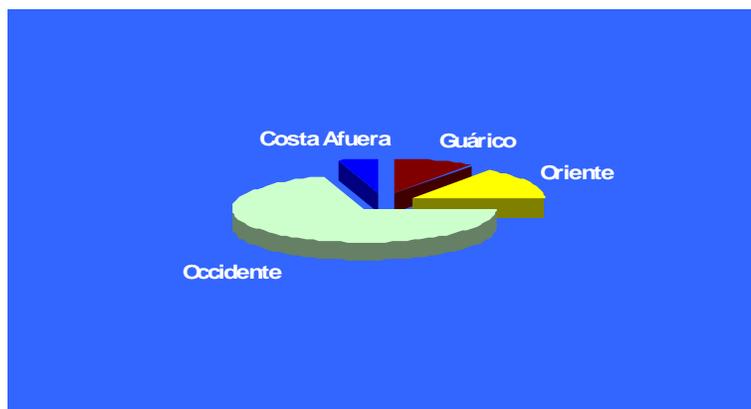


Figura 2.1. Contenido de H₂S en el gas natural en las diferentes Regiones De Venezuela.

Tabla 2.1. Composición típica del gas natural en diferentes áreas de Venezuela.

Componentes	Occidente (Asociado)	Guárico (Libre)	Oriente (Libre)	Oriente (Asociado)	Costa Afuera (Libre)
Metano	73.10	90.60	76.90	75.10	90.50
Etano	11.00	2.60	5.80	8.06	5.00
Propano	6.00	1.10	2.50	4.60	2.20
i- Butano	1.10	0.40	0.50	0.90	0.40
n- Butano	1.90	0.20	0.60	1.10	0.70
i- Pentano	0.60	0.30	0.30	0.30	0.30
n- Pentano	0.50	0.20	0.20	0.30	0.20
Hexano	0.50	0.30	0.20	0.20	0.20
Heptano	0.40	0.30	0.40	0.20	0.20
Dióxido de carbono	4.40	4.07	12.50	9.20	0.20
Nitrógeno	0.50	-	0.10	0.10	0.10
	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
H ₂ S (ppmv)	(6-20.000)	50	0	0 – 100	0 – 10
Gravedad Específica	0.79848	0.65016	0.76947	0.77780	0.63809
Poder Calorífico (BTU/pie ³)	1271.53	1059.07	1029.60	1125.52	1134.27
Poder Calorífico (Kcal./m ³)	11314.92	9425.42	9161.75	10015.73	10093.61



2.3. ESPECIFICACIONES DEL GAS TRATADO O DULCE.

Un gas transportado o destinado al consumo doméstico, que contenga más de 0,25 granos de H₂S por 100 pies cúbicos o 4 ppmv, se considera un gas ácido. Esta definición también se aplica al contenido de CO₂, el cual no es tan indeseable como el H₂S. Generalmente es práctico reducir el contenido de CO₂ por debajo del 2 % molar, la **GPSA** define la calidad de un gas para ser transportado como aquel que tiene ≤ 4 ppm de H₂S; < 3 % de CO₂ y ≤ 7 libras de agua/MMPCN.

Puesto que el gas a tratarse se destinará a ventas, es imprescindible que reúna las características que lo hagan adecuado para su utilización, transporte y distribución.

Dentro de estas características se destacan, los contenidos máximos permisibles de contaminantes, los cuales se han fijado atendiendo los requerimientos de calidad del gas a ventas, siguiendo las siguientes especificaciones:

- Contenido de CO₂: Para el contenido de CO₂ se establecen dos especificaciones: 3 % molar como máximo, para gas no deshidratado, equivalente a 25.5 psia de presión parcial de CO₂ calculada a 850 psia de presión de operación, la cual esta dentro del rango considerado de “corrosión moderada”, según los criterios de la API para corrosión por CO₂ en tuberías. Así mismo para un gas deshidratado (7 lb. de H₂O/MMPCN), se establece una especificación de 8 % molar máximo.
- Contenido de H₂S: Límite máximo entre 10 y 12 ppmv; éstos valores están por debajo de los requerimientos para prevenir corrosión (presión parcial de H₂S inferior a 0.05 psia) en los sistemas de distribución domestico e industrial, considerando el valor de la tolerancia establecida por la Ocupacional Safety and Health Act, EE.UU. (OSHA). El valor tope de 12 ppmv se debe considerar de manera eventual o temporal.



- Contenido de Agua: El contenido de agua se encuentra entre 7 – 10 lb. / MMPCN.
- Contenido de COS: El máximo contenido de sulfuro de carbonilo es de 5 ppmv.
- Contenido de RSH: El límite máximo recomendado de mercaptanos es de 5 ppmv.
- Contenido de azufre total: El máximo contenido es de 20 ppmv.

2.4. PROCESO DE ENDULZAMIENTO O DESADIFICACIÓN.

Probablemente hubiera sido mejor hablar de desadificación en lugar de endulzamiento. No obstante, habiéndolo traducido así del inglés, se introdujo en el lenguaje cotidiano y permaneció para el uso rutinario. Se debe tener presente que su uso denota la eliminación de los componentes ácidos del gas, por lo general el CO₂ y el H₂S.

El término “tratamiento” es mucho más amplio, porque introduce (además de endulzamiento del gas natural) la eliminación de agua y otros componentes indeseables.

Los procesos para la remoción de gases ácidos datan de los años 1930 y los mayores desarrollos se realizaron entre los años 1950 y 1970, actualmente se dispone de procesos cada vez más específicos y con solventes aditivos más complejos.

2.4.1. Factores a Considerar en la Selección del Proceso de Endulzamiento del Gas.

El proceso de tratamiento del gas puede afectar el diseño completo de la instalación de procesamiento del gas incluyendo los métodos seleccionados para la disposición del recobro de los gases ácidos y el recobro de azufre, deshidratación,



recobro de los líquidos, fraccionamiento de líquidos y tratamiento del producto líquido. Algunos de los factores a considerar en la selección del proceso de endulzamiento son:

- Regulación de la contaminación del aire con respecto a los componentes azufrados y/o requerimientos del gas de cola.
- Tipo y concentración de las impurezas en el gas agrio.
- Especificaciones del gas natural.
- Especificaciones del gas ácido.
- Temperatura y presión a la cual el gas agrio está disponible y temperatura a la cual el gas dulce debe ser entregado (tratado).
- Volumen de gas a ser procesado.
- Composición del gas agrio.
- Selectividad requerida para la remoción del gas ácido.
- Costo de capital y costos operativos.
- Costo de la licencia del proceso.
- Especificaciones del producto líquido.
- Disposiciones de los subproductos químicos considerados peligrosos.

Cualquier proceso que requiera disponer de una corriente y/o químico de desecho se debe también definir si la disposición de la misma se considera peligrosa. Los requerimientos permitidos y el impacto económico de la disposición de estos desechos peligrosos en un proyecto no deben pasar desapercibidos.

La importancia de tener un análisis preciso de la alimentación gaseosa es imprescindible. La selección del proceso y la economía depende del conocimiento de todos los componentes del gas. Las impurezas tales como COS, CS₂ y Mercaptanos (aun en concentraciones muy bajas) pueden tener un impacto



significativo en el diseño del proceso tanto en el tratamiento del gas como en las instalaciones del procesamiento aguas abajo.

Sí la instalación del procesamiento del gas va a ser utilizada en conjunto con el recobro de líquido, los requerimientos para la remoción de H_2S , CO_2 y otros componentes azufrados terminarán en el producto líquido. La no remoción de estos componentes previo al recobro de los líquidos podría requerir tratamientos del producto líquido para alcanzar las especificaciones del producto. En muchas instancias, el tratamiento líquido puede ser requerido en todo caso.

Cuando el recobro de azufre se requiere, la composición de la corriente del gas ácido que alimenta la planta de azufre debe tomarse en consideración. Con concentraciones de CO_2 más grande que 80 % en el gas ácido, la posibilidad de tratamiento selectivo debe ser considerada para incrementar la concentración de H_2S para la unidad de recobro de azufre (SRU). Esto podría involucrar un sistema de tratamiento de gas multietapa.

Altas concentraciones de H_2O e hidrocarburos pueden causar problemas de diseño y operación para el SRU. El efecto de esos componentes es importante al momento de seleccionar el proceso a ser utilizado.

La decisión de la selección del proceso de tratamiento de gas puede ser de muchas formas simplificadas por la composición de gas y las condiciones de operación. Altas presiones parciales (50 psia) del gas ácido acentúan la probabilidad de usar un solvente físico. La presencia de cantidades significativas de hidrocarburos pesados en la alimentación induce al uso de solventes físicos. Bajas presiones parciales de los gases ácidos y bajas especificaciones de salida generalmente requiere el uso de aminas para un tratamiento adecuado. La selección del proceso no es fácil, y el número de variables debe ser de importancia prioritaria para realizar esta selección.



2.4.2. Tipos de Procesos de Endulzamiento.

Existen muchos métodos que pueden ser empleados para remover los gases ácidos principalmente (H_2S) y (CO_2) de la corriente gaseosa. La disponibilidad de estos métodos podría ser generalizada como aquellos que dependen de la reacción química, absorción o adsorción.

En esencia, hay siete (07) categorías de procesos de desacidificación o endulzamiento:

1. Procesos con solventes químicos.
2. Procesos con solventes físicos.
3. Procesos con solventes híbridos o mixtos.
4. Procesos de conversión directa (solamente remoción de H_2S).
5. Proceso de lecho sólido o seco.
6. Procesos con membranas y otros.
7. Procesos Criogénicos.

Esta última categoría de proceso criogénico, no se discute aquí por tratarse de una tecnología especial que se aplica solamente en circunstancias excepcionales.

La siguiente tabla muestra una comparación de las capacidades de diferentes procesos para el tratamiento del gas.

Tabla 2.2. Capacidades del Proceso para el Tratamiento de Gas.

	Normalmente Capaz de Remover 0.25 granos * de H_2S	Remueve mercaptanos y COS	Remoción Selectiva de H_2S	Solución Degradada Por
Amina Primaria	Si	Parcial	No	Si (COS , CO_2 CS_2)
Amina Secundaria			Si +	Parte (COS , CO_2 CS_2)
Amina Terciaria		Si		No
Combinación				Parte (CO_2 , CS_2)
Solventes Físicos	Quizas **	Ligeramente		No



Lecho Sólido	Si	Si		No
* 0.25 granos de H ₂ S/100 PCN \approx 4 ppmv H ₂ S + Algo de selectividad exhibida ** Puede obtener 0.25 granos bajo ciertas condiciones				

2.4.2.1. Procesos con Solventes Químicos.

En estos procesos los componentes ácidos del gas natural reaccionan químicamente con un componente activo, para formar compuestos inestables en un solvente que circula dentro de la planta. La solución rica, inestable, se puede separar en sus integrantes originales mediante la aplicación de calor y/o por reducción de la presión de operación, para liberar los gases ácidos y regenerar el solvente. Una vez regenerada, la solución se envía nuevamente a la unidad de absorción.

El componente activo en el solvente puede ser uno de los siguientes tipos: una alcanolamina o una solución básica (solución alcalina con sales), con o sin aditivos. En principio las aminas muestran mayor afinidad con el dióxido de carbono y producen una cantidad apreciable de calor de reacción (calor exotérmico).

La afinidad hacia el CO₂ se reduce con aminas secundarias o terciarias. En la práctica, esto significa que, por lo menos parte de la solución en el proceso de regeneración puede ser afectada por la reducción de presión en la planta, con la correspondiente disminución de suministro de calor.

Las soluciones de carbonato de potasio, generalmente incluyen activadores para aumentar la reacción cinética, pero esos solventes son difíciles de regenerar con un simple descenso de presiones.

En general, los solventes químicos presentan alta eficiencia en la eliminación de gases ácidos, aun cuando se trate de un gas con baja presión parcial de CO₂.

Las principales desventajas son la demanda de energía, la naturaleza corrosiva de las soluciones y la limitada carga de gas ácido en la solución, debido a la estequiometría de las soluciones.



La tabla 2.3., enumera los principales procesos comerciales que trabajan con solventes químicos.

Tabla 2.3. Procesos Comerciales con Solventes Químicos.

Tipo de Solvente Químico	Proceso		Peso
	Nombre Comercial	Composición	
Alcanolaminas	MEA 2.5 N	Monoetanolamina en agua	15 %
	MEA – Amina Guard ó MEA GAS/SPEC IT 1	MEA – Amina Guard ó MEA GAS/SPEC IT 1	30 %
	MEA – Amina Guard – ST	5 N Monoetanolamina en agua con inhibidores	30 %
	DGA	6 N Diglicolamina en agua con inhibidores	63 % (23 – 70 %)
	DEA	2.5 N Dietanolamina en agua	26 % (15 – 26 %)
	DEA – Snea	3 N Dietanolamina en agua	32 % (25 – 35 %)
	DEA – Amina Guard	5 N Dietanolamina en agua con inhibidores	52 %
	DEA – Amina Guard ST	5 N Dietanolamina en agua con inhibidores	52 %
	DIPA o ADIP	4 N Diisopropanolamina en agua	54 % (30 – 54 %)
	MDEA	4 N Metildietanolamina en agua	48 % (30 – 50 %)
	MDEA – Activada ó Snea – P – MDEA con activador	4 N Metildietanolamina en agua	48 %
	Urcasol	2 N Metildietanolamina en agua	48 %
	TEA	Trietanolamina en agua	
Sales de Carbonato de Potasio	HOT – CARBONATE	Carbonato Potásico Caliente	
	Benfield	Carbonato Potásico, aditivos e inhibidores	
	Benfield – Hipure	Carbonato Potásico (20 – 35 %) seguido de un proceso con aminas	
	Catarcard	Carbonato Potásico con catalizador inorgánico (Boratos de Aminas) e inhibidores de corrosión	
Sales Básicas	Giammarco Vetrocoke	Carbonato Potásico Caliente con Trióxido de Arsénico (Arsenita)	
	Alkazid – M	Sal de Potasio y ácido metilamino – propiónico	
	Alkazid – DIK	Sales de Potasio, Dimetilaminoacético	
	Flexsord	Carbonato de Potasio Caliente y aminas impedidas	



Actualmente existen no menos de 80 procesos patentados, cada uno de los cuales utiliza un tipo diferente de solvente. El análisis de todos los compuestos químicos que se utilizan para retirar los componentes ácidos del gas natural, se sale del alcance de conocimiento público.

No obstante, es conveniente dar algunas características de los compuestos que mas comúnmente se utilizan.

Monoetanolamina (MEA). La MEA, es la base mas fuerte de las diferentes aminas y ha tenido un uso difundido especialmente en concentraciones bajas de gas ácido. No es recomendable cuando están presentes el COS y CS₂. Por su bajo peso molecular tiene la mayor capacidad de transporte para gases ácidos con base a peso o a volumen, lo que significa menor tasa de circulación de amina para remover una determinada cantidad de gas ácido. La presión de vapor de la MEA es mayor que para las otras aminas a la misma temperatura, lo cual puede producir mayores pérdidas por vaporización. Este problema se disminuye con un simple lavado del gas dulce con agua. Los problemas de corrosión pueden ser más severos (más que otras alcanolaminas) a menos que el sistema sea diseñado y operado debidamente. Como consecuencia de esto y de los requerimientos de energía para la regeneración ha habido una tendencia hacia el uso de otros procesos. Para disminuir la corrosión, la concentración de la solución y la carga del gas ácido en la solución, deben mantenerse bajas. La carga debe ser lo suficientemente baja para que no se formen bicarbonatos y carbonatos.

Dietanolamina (DEA). La DEA es mucho menos corrosiva que la MEA, pero la solución se vuelve muy viscosa a altas concentraciones. La reacción de la DEA con COS y CS₂ es más lenta que con la MEA y los productos de la reacción son distintos, lo cual causa menores pérdidas de amina al reaccionar con estos gases. Tiene una presión de vapor más baja, por lo cual las pérdidas de solución de amina por evaporación son menores y funciona bien en absorbedores de baja presión. La DEA se degrada de igual forma que la MEA, pero los productos de degradación tienden a



hervir a la misma temperatura, por lo que es muy difícil separarlos por destilación; adicionalmente, por lo general no existe en la planta el sistema de recuperación. La DEA se usa para endulzar corrientes de gas natural que contengan un total de 10 % o más de gases ácidos (H_2S más CO_2) a presiones de operación de unos 500 lpcm (34,5 bar) o mayores. Las corrientes de gas natural pueden ser tratadas para cumplir con las especificaciones de tuberías: 4 ppm, v (1/4 de granos de H_2S por 100 pcn) máximo y 3 % o menos de CO_2 . los gases ácidos removidos del gas natural se producen a una presión y temperatura apropiada para servir como alimentación directa a una unidad de recuperación de azufre tipo Clauss o similar.

Metildietanolamina (MDEA). La mayor ventaja que puede ofrecer la MDEA sobre otros procesos con aminas, es su selectividad con el H_2S en presencia de CO_2 . En estos casos la MDEA puede usarse con ventaja. Otra ventaja de la MDEA para la remoción de CO_2 es que la solución contaminada o rica se puede regenerar fácilmente por efectos de una separación instantánea (flash), reduciendo o eliminando la carga del gas ácido en el regenerador. Si el gas está a una presión suficientemente alta: 800 – 1000 lpcm o (55 – 68 bar), bajo ciertas condiciones, puede obtenerse un gas tratado con 4 ppmv, de H_2S al mismo tiempo entre el 40 y 60 % de CO_2 presente; puede fluir a través del contactor sin reaccionar con la solución. Cuando se está tratando gas con una alta relación H_2S/CO_2 , se puede usar MDEA para mejorar la calidad de la corriente del gas de cola que va hacia la planta Clauss con el fin de recuperar azufre. La MDEA se usa en concentraciones del 30 – 50 % en peso de amina.

Solventes Formulados (MDEA⁺). Los solventes formulados es el nombre dado a la nueva familia de solventes basados en aminas. Su popularidad es principalmente debido a la reducción del tamaño de los equipos y ahorros energéticos comparado con la mayoría de los otros procesos de aminas. Todas las ventajas de la MDEA están disponibles para los solventes formulados, usualmente para aumentarlo en un grado. Existen solventes formulados capaces de satisfacer cualquier tipo de necesidades desde la remoción de CO_2 y H_2S hasta concentraciones de 2 % y 4 ppmv respectivamente hasta la remoción total del CO_2 para fines criogénicos. Para esto se



requiere de un amplio espectro de desarrollo y contar con proveedores de solventes formulados que realicen una gran variedad de diferentes solventes formulados basados en MDEA. Después de más de 50 años de estar endulzando el gas natural, la industria todavía sigue escogiendo MEA o DEA cuando se trata de construir una planta de amina. Para unidades nuevas o viejas que utilizan MEA o DEA sin inhibidores y aún con la mayoría de los otros absorbentes, simplemente se incrementan los costos de energía y los que se ocasionan por efecto de la corrosión. Por varios años estos solventes han sido utilizados exitosamente con ahorros considerables de energía, químicos y efectos sobre la corrosión. Cuando se especifica este tipo de solventes a una planta nueva, se pueden utilizar equipos más pequeños, diseñados específicamente para estos propósitos. La escogencia de solventes formulados tenderá a producir ahorros que oscilan entre 25 y 35 % en la inversión inicial y entre 25 y 50 % en energía durante todo el tiempo de vida útil de la planta. Cuando se trata de plantas viejas se trata de un simple cambio de la solución vieja a uno de estos solventes sin hacer cambios a la planta y, por lo general, tampoco se requiere limpiar la unidad con químicos durante la parada. Estos solventes tienen una excelente estabilidad térmica y química con lo cual se elimina la necesidad del recuperador; tienen una muy baja tendencia a la formación de espuma y muy poca corrosividad con un 50 % (\pm 5%) de concentración en peso. Comparado con otros solventes químicos, las tasas de corrosión de las aminas formuladas son mucho menores. Las pérdidas de solventes son reducidas debido a su baja presión de vapor. Cuando los solventes formulados se utilizan en instalaciones ya existentes, éstos proveen un aumento de la habilidad para remover gas ácido, es decir, permite incrementar la capacidad de tratamiento del gas e incluso tratar gases con composiciones de gas ácido mayores. Los solventes formulados son propiedad de proveedores específicos que ofrecen el producto. Las compañías que ofrecen estos solventes son Dow Chemical Company (que ofrece solventes formulados bajo el nombre GAS/SPEC), Hustrman Corporation (que comercializa solventes formulados para el tratamiento del gas bajo el nombre de TEXTREAT) y la Unión Carbide



Corporation (que comercializa UCARSOL, familia de solventes formulados). Las empresas Coastal Chemical y Unión Carbide conjuntamente mercadean toda una familia de solventes formulados para el endulzamiento del gas natural, las cuales certifican que no hay cargos de ingeniería o pagos de patentes por el uso de sus solventes. En el fondo la patente, se paga al comprar el producto, cuya composición se desconoce. La única información que se conoce es que los solventes son hechos con MDEA como base.

2.4.2.2. Procesos Con Solventes Físicos.

Estos procesos se caracterizan por su capacidad de absorber, de manera preferencial, diferentes componentes ácidos de la corriente de hidrocarburos. También llevan asociado calor de solución, el cual es considerablemente más bajo que el calor de reacción en los procesos con solventes químicos. Como se puede anticipar la absorción trabaja mejor con alta presión parcial de gas ácido y bajas temperaturas. La carga de gas ácido en el solvente es proporcional a la presión parcial del componente ácido del gas que se desea tratar.

Debido a la baja cantidad de calor de solución, con el dióxido de carbono, la mayor parte de los solventes físicos pueden ser regenerados por simple reducción de la presión de operación, sin que sea necesaria la aplicación de calor. Cuando se requiere de especificaciones más extremas (con menor cantidad de gas ácido en el gas tratado), la reducción de la presión podría ir acompañada de un calentamiento adicional.

La principal atracción de los procesos con solventes físicos es la remoción bruta de gas ácido con alta presión parcial.

La mayoría de los solventes comerciales que se utilizan no son corrosivos y pueden deshidratar gas simultáneamente. Una desventaja de los solventes físicos es la solubilidad relativamente alta de hidrocarburos de alto peso molecular C_3^+ . Dependiendo de la composición de entrada, la pérdida de hidrocarburos, los cuales



pueden ser usados como combustible, y el costo de su recuperación, podrían hacer prohibitiva la utilización de un proceso físico.

Algunos solventes físicos muestran mayor selectividad a la absorción de H_2S e presencia de CO_2 , que los solventes químicos. La tabla 2.4. enumera los principales procesos que utilizan solventes físicos.

Tabla 2.4. Principales Procesos Comerciales con solventes Físicos.

PROCESOS	SOLVENTES
SELEXOL	Dimetiléter de Polietilen-glicol
SEPASOL MPE	Mezcla de Polietilen-glicol y Metil-isopropanol-éter
SOLVENTE FLUOR	Carbonato de Propileno
RECTISOL	Metanol
PURISOL	N-metil-pirolidona (NMP)
ESTASOLVAN	Tri-n-butil-fosfato

2.4.2.3. Procesos con Solventes Híbridos o Mixtos.

Los procesos híbridos trabajan con combinaciones de solventes físicos, químicos y, naturalmente, presentan las características de ambos. La regeneración se logra por separación en múltiples etapas y fraccionamiento. Dependiendo de la composición del solvente, puede remover CO_2 , H_2S , COS , CS_2 y mercaptanos. La selectividad hacia el H_2S se logra ajustando la composición del solvente y/o el tiempo de contacto. La solubilidad de los hidrocarburos de alto peso molecular se puede mantener dentro de los límites razonables. La tabla 2.5. Enumera los procesos con solventes híbridos.

Tabla 2.5. Procesos Comerciales con Solventes Híbridos.

PROCESOS	SOLVENTES
SULFINOL – D	Sulfolano + DIPA + Agua
SULFINOL – M	Sulfolano + MDEA + Agua
AMISOL	Metanol + MDEA ó DEA
FLEXSORB – PS	Solvente Orgánico (Sulfolano + MDEA) + Agua +



	Amina Impedidas
OPTISOL	Amina + Solvente Físico + Agua
Sulfolano = dióxido de Tetrahidrotiofeno	

2.4.2.4. Procesos de Conversión Directa.

Los procesos de conversión directa (ver tabla 2.6.), se caracterizan por la selectividad hacia la remoción del sulfuro de hidrógeno (H_2S).

El H_2S es removido preferencialmente de la corriente de gas, por un solvente que circula en el sistema. Los solventes pueden ser reducidos fácilmente por el H_2S y rápidamente oxidados por el aire, para producir azufre elemental. Estos procesos son particularmente atractivos en lugares donde se desea evitar el impacto ambiental del sulfuro de hidrógeno.

Tabla 2.6. Principales Procesos Comerciales de Conversión Directa.

PROCESOS	SOLVENTES
STRETFORD	Ácido Antraquinon Disulfónico Carbonato de Sodio y Metavanadato de Sodio
TAKAHAX	1,4 Natoquinona, Sulfonato de Sodio, un catalizador y Carbonato de Sodio
LO – CAT	Solución de Hierro (Quelato)
FEROZ	Carbonato de Sodio e hidróxido férrico en solución
THYLOX	Tiosenato de Sodio o de Amonio
TOWNSEND	TEG, CO_2 y catalizadores
FERROX Y MANCHESTER (son similares)	Carbonato de Sodio + suspensión de óxido de hierro + Agua
PEROX	Solución Acuosa de Amoníaco con Hidroquinona
LACY – KELLER	Solución acuosa Triyoduro de Potasio
I.F.P.	Similar al TOWNSEND
SHELL	Similar al TOWNSEND pero con solución acuosa de Sulfolano
CLAUS	Bauxitas y Alúminas como catalizadores
HAINES Y SHELL	Mallas Moleculares

2.4.2.5. Procesos de Lecho Sólido o Seco.



Los procesos clasificados como de lecho seco, son básicamente los de mallas moleculares y el de esponja de hierro. A continuación se encontrará una breve descripción sobre el alcance de cada uno de ellos.

Procesos de Mallas o Tamices Moleculares. Las mallas moleculares pueden ser usadas para absorber físicamente los componentes ácidos, tales como el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono y luego se regeneran utilizando temperaturas elevadas o descensos de presión. Las mallas moleculares son lechos fijos (típicamente UC, tipo 4-A-LNG) que operan con ciclos de trabajo y se pueden utilizar para deshidratar el gas natural. La tecnología de mallas moleculares aplica en la remoción de dióxido de carbono y esta disponible en la **Unión Carbide** y otro fabricante de tecnología similar que es **W.R. Grace y Laporte**. No es un proceso atractivo para altas tasas de flujo y/o grandes concentraciones de dióxido de carbono. Se utilizan cuando el contenido de CO₂ es menor o igual al 2 %. Este proceso tiene ventajas en la remoción de H₂S y mercaptanos de una corriente de CO₂. También es aplicable para el tratamiento de líquidos (GLP, etc.), o como medio de purificación después de remover cantidades brutas de gases ácidos en otros procesos. El rango de vida de un lecho es de 3 a 10 años, dependiendo del trato que reciba el lecho durante la operación. Los agentes endulzadores sólidos se usan en un lecho, a través del cual, fluye el gas para remover los componentes ácido (recomendado para volúmenes menores de 15 MMPCND).

Proceso de Esponja de Hierro. Es uno de los procesos conocidos para eliminar los componentes ácidos del gas natural. Se suele utilizar en corrientes de gas pequeñas a medianas, razones por la cual se recomienda para instalaciones de bajo consumo. Los óxidos de hierro se mezclan con virutas de madera para formar un material que puede reaccionar con el H₂S del gas. Las virutas sirven como un agente esponjoso que permite el paso fácil del gas y provee área para el contacto del óxido de hierro con el gas. Los óxidos varían tremendamente en sus propiedades



purificadoras dependiendo del estado físico de ellos. La humedad también juega un papel muy importante en la reacción. El óxido que reaccionó puede ser regenerado parcialmente con oxígeno (o aire) en presencia de humedad. La regeneración puede hacerse in situ o sacándolo del recipiente, pero debe tenerse extremo cuidado para evitar un sobrecalentamiento y/o un incendio, ya que los compuestos son pirogénicos. No son rentables más de 2 regeneraciones, es decir, con la primera regeneración, la capacidad de adsorción de la carnada no es igual a su condición original. Este método se recomienda para la remoción en masa de grandes cantidades de H₂S. La economía limita su aplicación a los gases que contengan menos de 320 ppmv de H₂S (20 granos de H₂S/100 PCN).

2.4.2.6. Procesos con Membranas y otros Procesos.

Un proceso cuyo interés esta en incremento, es el uso de membranas permeables para la separación del gas ácido. La separación se logra aprovechando la ventaja de las diferencias de afinidad/difusividad. El agua, el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno son moderadamente altos difusores, lo cual indica que se pueden colar a través de una membrana más fácilmente que los hidrocarburos, con la misma fuerza motriz. Los gases lentos, son aquellos que tienden a permanecer detrás y que no atraviesan la membrana, por ejemplo los hidrocarburos alifáticos y el nitrógeno. La fuerza motriz requerida para lograr que los gases se difundan es generalmente alta (1000 Ipcm).

El efecto de separación no es absoluto y por lo tanto, siempre habrá pérdidas de hidrocarburos en la corriente de gas ácido. Cualquier corriente permeabilizada contendrá cantidades significativas de hidrocarburos. Otra característica de los sistemas de membrana es que son esencialmente modulares.

Entre otros procesos para la desacidificación o endulzamiento se encuentran:



- Óxido de Zinc.
- Procesos Criogénicos (para la remoción de gases ácidos).
- N – Pyrol (utiliza n-metil pirolidona o NMP).
- Texaco (una NaOH con un catalizador).

2.5. CONSIDERACIONES GENERALES EN EL PROCESO DE ENDULZAMIENTO DE GAS CON AMINAS.

2.5.1. Separación de Entrada.

Todas las unidades de endulzamiento con gas deben tener un separador de entrada bien diseñado. Una separación inadecuada puede producir muchos problemas tanto para el tratamiento del gas como para los equipos de procesamiento aguas abajo. El separador de entrada debe ser dimensionado no solo basándose en los volúmenes del fluido de alimentación sino también en la capacidad de la turbulencia para manejar viscosidades de los hidrocarburos líquidos, agua y/o buenos tratamientos químicos. En los casos donde los sólidos o los líquidos se conocen o se anticipan que serán un problema, un separador de alta eficiencia tal como un separador filtro debería utilizarse.

2.5.2. Filtración.

La filtración de la solución tratante para remover los sólidos contenidos es esencial para una operación exitosa en una planta de tratamiento de gas. Las tasas de filtración deberían ser tan altas como prácticas y deberían variar desde 5% de circulación hasta toda la corriente. Se recomienda la remoción de partículas menores a 5 μm de tamaño. Para ser esto eficientemente, se requerirá de dos etapas de filtración. La primera etapa, típicamente un filtro tipo cartucho, se diseña para



remover partículas menores a los 10 μm o a menor rango. La segunda etapa de filtración típicamente un filtro de carbón activado, remueve hidrocarburos y otros contaminantes. Esto se realiza por adsorción. El filtro de carbón también puede remover partículas más pequeñas de la corriente de amina. El tamaño del grano de carbón puede seleccionarse para remover partículas menores a 5 μm . El filtro de carbón activado debe colocarse también aguas abajo del nitro de cartucho porque la deposición de los sólidos taponaría el filtro de carbón.

El contenido de partículas finas de carbón puede controlarse colocando un segundo filtro tipo cartucho inmediatamente aguas abajo del filtro de carbón o utilizando un lecho de carbón empacado. En un lecho empacado, grandes gránulos se colocan en la salida del filtro para atrapar los gránulos finos. Los grandes gránulos de carbón producen partículas menos finas pero son menos eficientes para la adsorción.

Durante los periodos de inyección de antiespumantes, los filtros de carbón deben ser puestos fuera de servicio. El carbono removerá la mayor parte de los antiespumantes y se desactivaran prematuramente.

Los productos de degradación se identifican por cromatografía de gas y espectrometría de masa. Los productos de degradación acida se identifican por exclusión cromatográfica de ion. Estas pruebas se recomiendan cuando la solución de amina parece perder su habilidad en la remoción de gas ácido. Los productos de remoción afectan los resultados de la estimación convencional de la concentración de amina por titulación. Esto puede causar concentraciones artificialmente aparentes altas o bajas de la amina. También el lecho de carbón absorberá muy poco los productos de degradación de ácidos fuerte. En este caso, la purga o recuperación de la solución se recomienda.

Los filtros de carbón pueden ser particularmente regenerados con vapor, removiendo los hidrocarburos y otros contaminantes absorbidos. La regeneración o cambio del lecho se recomienda cuando las pruebas de formación de espuma en la entrada o salida de la corriente no muestran mejoría. Esto indica la saturación del



lecho de carbón. El equipo de filtración debe usarse continuamente empezando desde el primer día de operación de la planta. Cuando arranca la planta, el flujo por el filtro es total, y aun siendo éste parcial, provee su función removiendo escamas y otras partículas sólidas permitiendo el arranque de la planta mas rápido y fácilmente.

2.5.3. Corrosión.

La corrosión es una operación preocupante en casi todas las instalaciones de endulzamiento. La combinación de H_2S y CO_2 con agua, prácticamente asegura que condiciones corrosivas existirán en partes de la planta. En general, las corrientes de gas con alta relación de H_2S/CO_2 son menos corrosivas que aquellas que tienen menor relación de H_2S/CO_2 . La concentración de H_2S en varios ppm con concentración de CO_2 de 2% o más tiende a ser particularmente menos corrosivas. Debido a que la corrosión en las plantas de endulzamiento contribuye a la formación de químicos por naturaleza, es fuertemente una función de la temperatura y de la viscosidad del líquido. El tipo de solución endulzante que se utiliza y la concentración de esta solución tienen un fuerte impacto en la tasa de corrosión. Un incremento en la corrosión puede esperarse con soluciones más fuertes y con cargas más grandes de gas ácido.

El sulfuro de hidrógeno se disocia en agua para formar un ácido débil. El ácido ataca al hierro y forma sulfuro de hierro insoluble. El sulfuro de hierro se adhiere a la base metálica y provee algo de protección para una corrosión futura, pero esta puede ser erosionada quitándose fácilmente, quedando así expuesto el metal nuevo a un posterior ataque.

El CO_2 en presencia de agua libre forma ácido carbónico. El ácido carbónico ataca el hierro y forma un bicarbonato de hierro insoluble y, con un calentamiento posterior, se libera el CO_2 y un carbonato de hierro insoluble e hidroliza el óxido de hierro. Si el H_2S está presente, éste reaccionará con el óxido de hierro para formar sulfuro de hierro.



Las altas velocidades de líquidos pueden erosionar la capa protectora de sulfuro de hierro, lo que trae como consecuencia altas tasas de corrosión. En general, las velocidades de diseño en la tubería de la solución rica deben ser 50 % de aquellas velocidades que se utilizarían para fluidos dulces. Debido a la relación entre la temperatura y la corrosión, el rehervidor, el lado de la amina rica del intercambiador amina rica / amina pobre y el bucle del condensador del regenerador tienden a experimentar altas tasas de corrosión.

Los productos de degradación también contribuyen a la corrosión. Un mecanismo sugerido para la corrosión es que los productos de degradación actúan como agentes quelatantes con el hierro cuando se calientan. Cuando se enfrían, los quelatos de hierro se inestabilizan, liberando el hierro para formar sulfuro de hierro en presencia de H_2S . Las aminas primarias se cree que son más corrosivas que las aminas secundarias ya que los productos de degradación de las aminas primarias actúan como agentes quelatantes más fuertes.

La corrosión en los procesos de sales alcalinas, tales como los procesos de carbonato de potasio caliente, se reporta que varía desde nada hasta mucho. La corrosión se puede esperar donde se libera CO_2 y vapor en la separación flash. Grandes erosiones tienen lugar cuando la solución de carbonato excede el 40% debido a la tendencia a formar cristales de bicarbonato cuando la solución se enfría.

Muchos problemas de corrosión pueden resolverse utilizando inhibidores de corrosión combinados con prácticas operacionales las cuales reducen la corrosión. A continuación se encuentra una guía para minimizar la corrosión:

- Mantener lo más bajo posible la temperatura del rehervidor.
- Si se dispone, utilizar bajas temperaturas para un calentamiento medio en vez de altas temperatura para el mismo. Cuando altas temperaturas para un calentamiento medio o un fuego directo en el rehervidor se utilizan, se deben



tomar las precauciones para adicionar solo el calor necesario para despojar la solución.

- Minimizar los sólidos o productos de degradación en el sistema utilizando una operación de recuperación o una filtración efectiva, que mantiene el sistema libre de oxígeno suministrando una pequeña capa superior de gas en todos los tanques de abastecimiento y manteniendo una presión positiva en la solución de todas las bombas.
- Asegurarse de ionizar el agua utilizada en el agua de reposición. Si se dispone, se puede utilizar vapor para reemplazar el agua pérdida.
- Limitar la concentración de la solución endulzante para minimizar los niveles requeridos para el tratamiento.
- Monitorear la tasa de corrosión con las herramientas disponibles.
- Mantener un adecuado nivel de burbujeo en los tubos del rehervidor. Se recomienda tubos sumergidos con 6 pulgadas como mínimo.

Los inhibidores de corrosión utilizados incluyen aminas de alto peso molecular y sales metálicas pesadas. Las composiciones generalmente están patentadas. Ciertos inhibidores están disponibles cuando el gas contiene sólo H_2S , CO_2 o ambos, permitiendo aumentar la carga de gas ácido.

2.5.4. Formación de Espuma.

Un incremento repentino en la caída de presión a través del contactor frecuentemente indica gran formación de espuma. Cuando la formación de espuma ocurre, existe un contacto pobre entre el gas y los químicos de la solución. El resultado es una reducción en la capacidad de tratamiento y la eficiencia de endulzamiento, hasta el punto en que posiblemente las especificaciones de salida no se puedan alcanzar.



Algunas razones por las cuales ocurre la formación de espuma son:

- Sólidos Suspendidos.
- Ácidos Orgánicos.
- Inhibidores de Corrosión.
- Hidrocarburos Condensados.
- Grasas Jabonosas en las Válvulas.
- Impurezas en el Agua de Reposición.
- Productos de degradación.

Los problemas de formación de espuma usualmente se detectan en problemas operacionales de la planta. Los contaminantes de las operaciones aguas arriba pueden minimizarse utilizando una adecuada separación de entrada. Los hidrocarburos condensados en el contactor usualmente pueden evitarse manteniendo la temperatura de la solución pobre al menos 10 °F por encima de la temperatura de entrada del gas.

Para tener un control temporal se pueden agregar químicos antiespumantes. Estos antiespumantes son generalmente de silicón o de tipo alcohol.

2.5.5. Materiales de Construcción.

Las plantas de tratamiento por lo general utilizan acero al carbón como el principal material de construcción. Los recipientes y tuberías pueden tratarse químicamente, con el fin de aliviar los procesos de soldadura. Generalmente se utilizan sobre espesores (también llamados corrosión permisible) desde 1/16" hasta 1/4". Cuando se conoce que la corrosión será problemática o cuando se necesitan grandes cargas de solución puede utilizarse acero inoxidable en las siguientes áreas críticas:



- Condensador de reflujo.
- Tubos del rehervidor.
- Tubos del intercambiador amina rica / amina pobre.
- Área de burbujeo del contactor y/o del regulador.
- Tubería que transporta la solución rica desde el intercambiador hasta el regenerador.
- Los cinco platos del fondo del absorbedor y los cinco platos del tope del regenerador.

2.6. PRINCIPALES PARÁMETROS DE UNA PLANTA DE ENDULZAMIENTO CON AMINAS.

2.6.1. Parámetros Fijos.

2.6.1.1. Presión.

La torre absorbedora trabaja a altas presiones, esto se realiza con el fin de obtener un mayor despojamiento de los gases ácidos cuando estos se ponen en contacto con la amina. Esta presión de operación va a depender de la presión del gas de alimentación que entra por el fondo de la torre.

La torre regeneradora opera a bajas presiones. Las condiciones de presión están dadas por el diagrama de fase de la solución y el porcentaje en peso que se requiere en el sistema. La torre trabaja a presiones ligeramente por encima de las condiciones atmosféricas. Cuando la presión es demasiado alta la solución se degrada. La presión mínima debe ser suficiente para pasar el gas ácido a través de una planta de conversión directa, donde se separa el azufre, así como también se lleva la solución pobre hasta el tanque de abastecimiento.



Una vez que la planta ha sido diseñada a las presiones especificadas, estas condiciones de presión de las torres no pueden ser cambiadas y, en cualquier cambio en el esquema de flujo, debe hacerse manteniendo estas condiciones de entrada y salida para la cual fueron diseñadas.

2.6.1.2. Número de platos.

El número de platos tanto en el absorbedor como en el regenerador va a depender del flujo de gas y amina a trabajar. Mientras mayor es este caudal mayor es el número de platos, esto para mejorar el contacto gas – líquido y en consecuencia la transferencia de masa. Una vez establecido el número de platos a utilizar y, por ende la altura de la torre, éste no puede ser variado.

2.6.1.3. Temperatura.

De forma similar que el número de platos y la presión de las torres, la temperatura de entrada de las mismas no debe sufrir modificaciones significativas a las condiciones de diseño ya que esto ocasionaría problemas operacionales dentro de las mismas.

2.6.2. Parámetros Controlables.

2.6.2.1. Tasa de circulación de la solución de amina.

El consumo energético es directamente proporcional a la tasa de circulación de la solución de amina. No obstante, al aumentar la concentración aumentará la carga de gas ácido en la solución y disminuirá la tasa de circulación de la solución y los costos de energía.



La tasa de circulación de la amina se decide cuando se diseña la planta; después de arrancarla, por lo general, no cambia. En ocasiones se producen cambios en el caudal del gas tratado o en la cantidad de gas ácido que llega a la planta, pero se mantiene la tasa de circulación apoyándose en las condiciones de diseño o en el hecho de que los operadores anteriores lo venían haciendo así. Es evidente que esto produce desperdicio de energía.

La tendencia establecida ha sido, aumentar las tasa de circulación para disminuir la corrosión. Esta práctica también puede significar pérdidas grandes en el costo de energía, lo cual obliga a optimizar la tasa de circulación de la solución.

2.6.2.2. Concentración y tipo de solución de amina.

La MEA y la DEA son de uso común en las plantas de endulzamiento. La concentración varía entre el 10% y el 20% p/p en el caso de la MEA y entre 20% y 30% en p/p para la DEA sin inhibidores. En el caso de la MDEA la concentración varía entre 30-50% sin inhibidores. La tendencia ha sido, operar en el punto más bajo en el rango para minimizar la corrosión. Al aumentar la concentración, se aumenta la capacidad de la solución para remover gas ácido y se logran ahorros energéticos considerables.

Muchos operadores permiten que la concentración de amina descienda. Por eso se debe agregar solución preparada o agua, con el fin de mantener el nivel de la concentración y el caudal. No siempre, se actualizan las pruebas para medir concentración, razón por la cual esta fluctúa. Otras veces, las pruebas de laboratorio no reflejan la concentración correcta. Esta falta de cuidado puede aumentar de manera notoria la corrosión y el costo de la energía, tanto si la concentración está por encima, como si es más baja de lo esperado.



2.7. PROCEDIMIENTO PRELIMINAR PARA SELECCIONAR UN PROCESO DE ENDULZAMIENTO.

2.7.1. Selección de Procesos Aplicables.

Aunque existen muchos procesos de endulzamiento, para un caso particular dado los procesos aplicables se reducen a 3 ó 4 si se analizan los siguientes aspectos:

- Especificaciones del gas residual.
- Composición del gas de entrada.
- Consideraciones del proceso.
- Disposición final del gas ácido.
- Costos.

• Especificaciones del gas residual.

Dependiendo de los contenidos de contaminantes permitidos en el gas de salida del proceso habrá procesos que no podrán llevar las concentraciones a tales niveles y por tanto serán eliminados. En algunos casos se requieren procesos selectivos porque, por ejemplo, hay veces que es necesario dejar el CO₂ en el gas de salida con el fin de controlar su poder calorífico. La selectividad también es importante en casos de que la relación CO₂/H₂S sea alta y se requiera hacer pasar el gas ácido por una unidad recuperadora de azufre; la presencia de CO₂ afecta el desempeño de la unidad. El contenido de H₂S es un factor importante, quizás el más importante, en el gas de salida.

El contenido de azufre total en el gas residual se refiere a la combinación de H₂S, COS, CS₂ y RSR. Lo ideal es remover todo el azufre del gas porque estos compuestos de azufre tienden a concentrarse en los líquidos obtenidos en la planta de gas, lo cual podría implicar tratamiento de estos líquidos.

**• Características del Gas a Tratar.**

Este factor es determinante en el diseño del proceso de endulzamiento, algunos procesos tienen desempeños muy pobres con algunos gases de entrada y deben ser eliminados en la selección. En cuanto a la composición del gas el área de mayor importancia es la cantidad relativa de hidrocarburos pesados recuperables; algunos procesos tienen tendencia a absorber hidrocarburos, y esta tendencia es mayor mientras más pesados sean los hidrocarburos, los cuales no solo crean problemas de espumas sino que también afectan el proceso de recuperación de azufre.

La presión del gas de entrada también es un factor importante en la selección del proceso. Los procesos con carbonato y los de absorción física requieren presiones de al menos unas 400 Lpc., normalmente de 800 Lpc., por lo tanto estos procesos no se podrán aplicar cuando se va a trabajar a presiones bajas.

La temperatura del gas también es importante porque define la temperatura del solvente; una buena recomendación es que la temperatura del solvente sea unos 15 – 20 °F por encima de la del gas de entrada; pues si el solvente está más frío que el gas de entrada habrá condensación y los siguientes problemas de formación de espumas.

La cantidad de gas a tratar define el tamaño del equipo y posiblemente el número de plantas en paralelo cuando se manejan volúmenes grandes de gas.

• Consideraciones del Proceso

La temperatura y disponibilidad del medio de calentamiento se debe evaluar antes de hacer el diseño, esto es importante en los costos de equipo y operación. La disponibilidad del medio de enfriamiento también es importante por la misma razón expuesta antes. Además la temperatura del medio de enfriamiento define la temperatura de circulación del solvente. En zonas donde el agua es escasa y por lo tanto costosa para usarla como medio de enfriamiento el aire pasaría a ser el medio de enfriamiento a usar y esto hace que las temperaturas del solvente, especialmente en



verano, no puedan ser menores de 135 – 140 °F, lo cual impedirá usar solventes físicos pues estos funcionan mejor a temperaturas bajas.

• **Disposición Final del Gas Ácido**

La disposición final del gas ácido puede ser una unidad recuperadora de azufre o incineración, dependiendo del contenido de H₂S en el gas agrio y las exigencias ambientales. Cuando se usa incineración no es importante el contenido de hidrocarburos pesados en el gas a tratar pero en la unidad recuperadora de azufre la presencia de hidrocarburos afecta el color del azufre recuperado tornándolo gris u opaco en lugar de amarillo brillante, lo cual afecta su calidad. Además si el gas ácido se va a pasar por una unidad recuperadora de azufre y luego por una unidad de limpieza de gas de cola, requiere más presión que si se va a incinerar.

• **Costos**

Los factores de costo que se deben tener en cuenta son:

- Costos de equipo.
- Costos de Potencia.
- Costos de solvente.
- Costos de combustible.

Algunos procesos son más eficientes que otros en cuanto a combustible, por ejemplo los de absorción física y los híbridos son más eficientes en este sentido que los de aminas.

2.8. CONOCIMIENTOS PREVIOS DE LOS PARÁMETROS A ESTUDIAR.

2.8.1. Calor de absorción.



El proceso de absorción de CO_2 y H_2S en soluciones de amina implica dos etapas, inicialmente una absorción física de las especies moleculares seguidas por la disociación de una porción de estas especies moleculares en compuestos iónicos. En el equilibrio el grado de disociación esta regido por

$$\frac{[\text{HS}^-] \times [\text{H}^+]}{[\text{H}_2\text{S}]} = \text{Keq}_{\text{H}_2\text{S}} = f(T \text{ only})$$

$$\frac{[\text{HCO}_3^-] \times [\text{H}^+]}{[\text{CO}_2]} = \text{Keq}_{\text{CO}_2} = f(T \text{ only})$$

La constante de equilibrio, Keq es función solo de la temperatura, mientras que la concentración del ión H^+ una función de la cantidad, del tipo de amina y de la temperatura.

El calor de absorción tanto como para el H_2S y CO_2 puede ser expresada de la siguiente manera

$$\text{Calor de absorción} \approx \left[\begin{array}{c} \text{Fracción} \\ \text{absorbida} \\ \text{físicamente} \end{array} \right] \left[\begin{array}{c} \text{Calor de} \\ \text{absorción} \\ \text{física} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Fracción} \\ \text{ionizada} \end{array} \right] \left[\begin{array}{cc} \text{Calor de} & \text{Calor} \\ \text{absorción} & \text{de} \\ \text{física} & \text{disociación} \end{array} \right]$$

El calor de absorción física es relativamente bajo comparado con el calor de disociación. A muy bajas concentraciones de gas ácido, este será altamente ionizado y la concentración del gas ácido molecular sería muy baja. Así, el calor de absorción sería más alto en concentraciones de gas ácido muy bajas e ira disminuyendo a



medida que la amina se carga (es decir, aumenta la presión parcial del gas ácido) y la fracción del gas ácido absorbido físicamente aumenta.

2.8.2. Solubilidad de VOC y de BTEX.

Puesto que los VOC y BTEX son compuestos orgánicos no polares o de baja polaridad y no ionizan, su solubilidad se basa solamente en la absorción física. El agua es un líquido polar y las aminas orgánicas hacen soluciones de aminas menos polares, particularmente si no hay nada ácido en la solución tal como H₂S y el CO₂ que contribuye a la ionización de la amina. Puesto que los compuestos aromáticos tienen una estructura de resonancia basada en alternar enlaces simples y dobles, los compuestos aromáticos tienen mayores fuerzas atractivas a los solventes polares con respecto a los hidrocarburos saturados que no tienen una estructura de resonancia o enlaces dobles. Consecuentemente, los compuestos de BTEX tienden para ser mucho más solubles en soluciones polares de la amina que parafinas normales.

2.8.2.1. Compuestos orgánicos volátiles (VOC).

Los compuestos orgánicos volátiles son todos aquellos hidrocarburos que se presentan en estado gaseoso a la temperatura ambiente normal o que son muy volátiles a dicha temperatura. Suelen presentar una cadena con un número de carbonos inferior a doce y contienen otros elementos como oxígeno, flúor, cloro, bromo, azufre o nitrógeno. Su número supera el millar, pero los más abundantes en el aire son metano, tolueno, n-butano, i-pentano, etano, benceno, n-pentano, propano y etileno. Tienen un origen tanto natural (biogénicos) como antropogénico (debido a la evaporación de disolventes orgánicos, a la quema de combustibles, al transporte, etc.). Participan activamente en numerosas reacciones, en la troposfera y en la estratosfera, contribuyendo a la formación del smog fotoquímico y al efecto invernadero. Además, son precursores del ozono troposférico.



2.8.2.2. Tecnologías para el control de emisiones de BTEX.

Todas las tecnologías existentes para el control de reducción de las emisiones de contaminantes (BTEX) desde los sistemas de deshidratación de gas con glicol están basados en la quema o en la condensación de los vapores de salida de la torre regeneradora. Mediante la quema se puede destruir esencialmente todo el BTEX e hidrocarburos parafínicos, formado dióxido de carbono y agua; mientras que, con la condensación se puede recuperar, en forma líquida, alrededor del 80% del BTEX e hidrocarburos parafínicos.

2.8.2.2.1. Quema de las emisiones.

El medio más simple para el control de estas emisiones es la utilización de un mechurrio, para quemar todo el vapor de la torre regeneradora. Algunos puntos en contra de esta forma de control son los siguientes: presencia visible de llama o humo, que puede o no ser aceptada por las regulaciones locales y residentes cercanas a la planta. Tampoco hay manera de asegurar que todo el vapor de tope es completamente oxidado, debido a que la combustión usualmente ocurre fuera del mechurrio.

Otro medio de control es mediante el proceso de incineración de estos vapores. Este proceso utiliza una combustión controlada que oxida las emisiones y las arroja a la atmósfera como productos normales de combustión. Mediante este medio se pueden alcanzar altos niveles de control en las emisiones de BTEX.

2.8.2.2.2. Condensación de las emisiones.

En vista de los altos costos que representa la incineración en USA, la mayoría de las tecnologías comerciales desarrolladas para el control de emisiones (BTEX) de sistemas de deshidratación de gas con glicol, están basadas en la condensación de los



vapores de salida de la torre regeneradora. El método convencional para el control de las emisiones basado en la condensación de vapores tope de la torre regeneradora, el cual consiste en un condensador de vapores y un separador. En el separador existen tres fases (agua-hidrocarburos-gas), cada una de las cuales contiene una fracción del BTEX absorbido.

La fase acuosa puede tener un contenido relativamente bajo de BTEX, alrededor de 1000 ppmv, lo cual depende de la temperatura del condensador. Sin embargo, este contenido puede exceder las normativas ambientales sobre la concentración de contaminantes en las aguas residuales. Por lo tanto, esta fase acuosa requiere muchas veces ser tratada para su uso o disposición. La fase de hidrocarburos contiene mayormente el BTEX absorbido, alrededor de 60% á 80%. Para este producto se debe disponer de facilidades de almacenamiento y puede tener un valor comercial dependiendo de sus características. La fase vapor esta compuesta principalmente por el gas de despojamiento (siempre y cuando la unidad utilice este tipo de sistema) y alrededor del 20% del BTEX total que ha sido absorbido por el glicol. Si no se cumple con las regulaciones ambientales, esta corriente no puede ser descargada directamente a la atmósfera. Para evitar este problema el gas puede ser incinerado.

2.9. SIMULACIÓN DEL PROCESO.

La simulación del proceso ha constituido una herramienta básica y de gran aplicación en la ingeniería. Mediante, ecuaciones de estado, modelos matemáticos y ecuaciones de diseño para cada operación, se predicen las propiedades y el comportamiento de las corrientes involucradas en un proceso determinado.

En el desempeño de la nueva ingeniería integrada de procesos, las ciencias computacionales son muy importantes. Los simuladores encuentran su aplicación más vieja y frecuente en las industrias que manejan sustancias simples, y por ende más estudiadas. Si bien el petróleo es una mezcla compleja, sus componentes tienen una



historia larga y su estudio es muy amplio. En el otro extremo está el manejo de sólidos, cuyo estudio fue por mucho tiempo relegado al empirismo, aunque ahora se ha integrado también a estos programas. Industrias como la de alimentos apenas hoy hacen uso de estos paquetes. Los problemas para aplicar ampliamente los simuladores tienen mucho que ver con la falta de modelos para predecir las propiedades físicas de la materia, y por eso muchas compañías tienen laboratorios de investigación propios que se dedican a establecerlas. Tener bases de datos confiables de propiedades físicas no es todo, por supuesto, debemos tener modelos confiables de las operaciones unitarias con las que procesaremos esas sustancias. Esos modelos pueden permanecer independientes, como equipo individual, y conectarse con el resto de la planta; en este caso tendríamos un simulador modular secuencial. En este primer método, cada modelo contiene métodos específicos de solución y convergencia; se intenta, asimismo, que sea casi siempre posible para un módulo dar una respuesta para un conjunto de datos de entrada, siendo esas respuestas las entradas del siguiente módulo-equipo. Lo contrario es un simulador por ecuaciones simultáneas, en el que cada modelo de operación unitaria aporta cierta cantidad de ecuaciones [diferenciales] y condiciones para su posterior resolución por métodos muy generales y robustos. Este segundo método tiene ventajas sobre el primero pues es más apto para la modelación dinámica, la optimización a gran escala y el diseño desde cero, si bien la experiencia acumulada en su aplicación es más limitada y se aumentan las demandas sobre los modelos de propiedades físicas. El uso de los simuladores de proceso acelera la velocidad con la que somos capaces de inventar un proceso más eficiente y competitivo. La ingeniería integrada de procesos asistida por computadora, con estandarización de bases de datos y resultados y la continua investigación básica, es la herramienta productiva de un mundo postmoderno diverso. El primer resultado obvio es un aumento en la velocidad de creación de procesos nuevos. El segundo es la creciente complejidad de los mismos. Esto último nos lleva a la necesidad de creación de herramientas de visualización de información mejores. La visión ingenieril de la ciencia básica y de los procesos simples da fundamentos



para poder entender lo que hace un simulador y jamás perder el sentido del proceso. El simulador, a su vez, extiende la capacidad de análisis encargándose de los cálculos y librando del tedio de esta actividad. El círculo se cerrará con el perfeccionamiento de los sistemas de entrega de resultados y la interacción multidisciplinaria.

Para el desarrollo del diagrama de flujo del proceso de endulzamiento y sus variaciones se empleará el software de simulación Hysys en su versión 3.1. A continuación se presentan las principales características de manejo y operación del software.

2.9.1. Software de Simulación HYSYS 3.1.

Hysys, es uno de los simuladores de procesos más completos que existen en el mercado. Con este software se pueden crear rigurosos modelos en estado estable o estado dinámico para el diseño de una planta (a partir de un diseño conceptual), monitorear el rendimiento, solución de problemas y mejorar las operaciones.

Con el paquete HYSYS, los ingenieros solo necesitan desarrollar un modelo simple de procesos a partir de un diseño conceptual, para mejorar los diseños, optimizar la producción y agilizar la toma de decisiones. Permite la integración de operaciones unitarias, reacciones y paquetes de propiedades y la integración de otras aplicaciones para crear un programa híbrido.

El simulador es útil para maximizar los beneficios de nuevos diseños y mejorar las operaciones existentes asegurando que los equipos estén trabajando sobre especificaciones.

Este simulador fue diseñado por AEA Technology Engineering Software Products, que es un distribuidor de software de ingeniería y soluciones al sector de la Industria Química, cuyo representante es Hyprotech.



Figura 2.2. Software de Simulación Hysys 3.1.

Este software se encarga de predecir el comportamiento de los diferentes equipos y propiedades de las corrientes luego de establecerse el estado estable en el sistema (en el caso de estado estable o estacionario).

Este programa soporta dos interfases básicas; la primera se caracteriza por la definición de las instrucciones a la computadora por medio de un lenguaje de programación específico. La otra interfase, que se usará en este trabajo, es completamente gráfica (bajo ambiente Windows), en la cual la definición del proceso se realiza por medio de diversos menús. Básicamente la interfase gráfica realiza una traducción de un dibujo al programa para realizar la simulación.

Los métodos de cálculo de HYSYS está basados en modelos matemáticos y ecuaciones de estado clásicas agrupadas en paquetes termodinámicos, que describen los procesos mediante el cálculo de temperaturas, presiones, composiciones y propiedades termodinámicas tales como entropías y entalpías. Para esto el programa analiza cada equipo por separado, estudiando la(s) corriente(s) de entrada y salida, resolviendo balances de masa y energía mediante la resolución de sistemas de ecuaciones.



Dentro de los diversos procesos que HYSYS está en capacidad de simular se encuentra el endulzamiento de gas con aminas. Para la simulación del proceso de endulzamiento con amina se utiliza el paquete especial de aminas (Amines Package).

El paquete de amina contiene información sobre las propiedades de las aminas que se muestran en la tabla 2.7 en la cual se puede observar el rango de aplicación de cada una de ellas para este paquete.

Tabla 2.7. Tipos de Aminas y Rangos de Aplicación que Utiliza el Paquete de Aminas.

Aminas	Rango de Concentración (%peso)	Rango de Presión Parcial Del Gas Ácido (psia)	Rango de Temperatura (°F)
MEA	0 – 30	0.00001 – 300	77 – 260
DEA	0 – 50	0.00001 – 300	77 – 260
TEA	0 – 50	0.00001 – 300	77 – 260
MDEA	0 – 50	0.00001 – 300	77 – 260
DGA	50 – 70	0.00001 – 300	77 – 260
DIPA	0 – 40	0.00001 – 300	77 – 260

La base de datos de propiedades físicas y químicas del paquete de aminas esta restringido a las aminas y a los componentes mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 2.8. Componentes Disponibles con el Paquete de Propiedades de Aminas.

Gases ácidos	CO ₂ , H ₂ S, COS, CS ₂
Hidrocarburos	C ₁ al C ₁₂
Olefinas	C ₂ ⁼ , C ₃ ⁼ , C ₄ ⁼ , C ₅ ⁼
Mercaptanos	M – Mercaptanos, E – Mercaptanos
No – Hidrocarburos	H ₂ , N ₂ , O ₂ , CO ₂ , H ₂ O

CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA

3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN.

Es de tipo documental, la cual esta basada en la recopilación de información acerca de las características de operación de una planta de endulzamiento con aminas, funcionamiento de los equipos involucrados en el proceso, principales parámetros operacionales, variables de diseño, composición de los flujos y propiedades de los componentes del gas natural, derivada de la revisión bibliografica especializada, revistas técnicas (papers), sitios de Internet entre otras fuentes. También es de tipo descriptiva, porque busca definir claramente tanto el funcionamiento de un sistema de endulzamiento con aminas para el gas natural, como el comportamiento de los flujos de salida por efecto de la variación de parámetros operacionales en la torre absorbadora.

3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.

Una vez obtenida la información necesaria, se procederá a verificar si el simulador de procesos HYSYS 3.1 puede soportar la simulación así como las operaciones unitarias involucradas en el sistema de endulzamiento con amina denominada PE-01, en la cual se representará un sistema que se adapte al esquema típico de una torre absorbadora de la unidad de endulzamiento PE-01 acondicionada para realizar los estudios de calor de absorción y solubilidad.

CAPÍTULO 4: DESARROLLO DEL TRABAJO

4.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL MEDIANTE LA ABSORCIÓN CON AMINAS.

Los procesos de alcanolaminas son particularmente aplicables cuando las presiones parciales del gas ácido son bajas y/o cuando se desean bajos niveles de éstos gases ácidos en el gas dulce. Como el agua que contiene la solución de amina minimiza la absorción de hidrocarburos pesados, estos procesos son bien recomendables para gases ricos en hidrocarburos pesados. Algunas aminas pueden ser usadas para la remoción selectiva de H₂S en presencia de CO₂.

4.1.1. Diagrama de Flujo.

El flujo general del proceso para una planta de tratamiento con alcanolaminas se muestra en la figura 4.1.

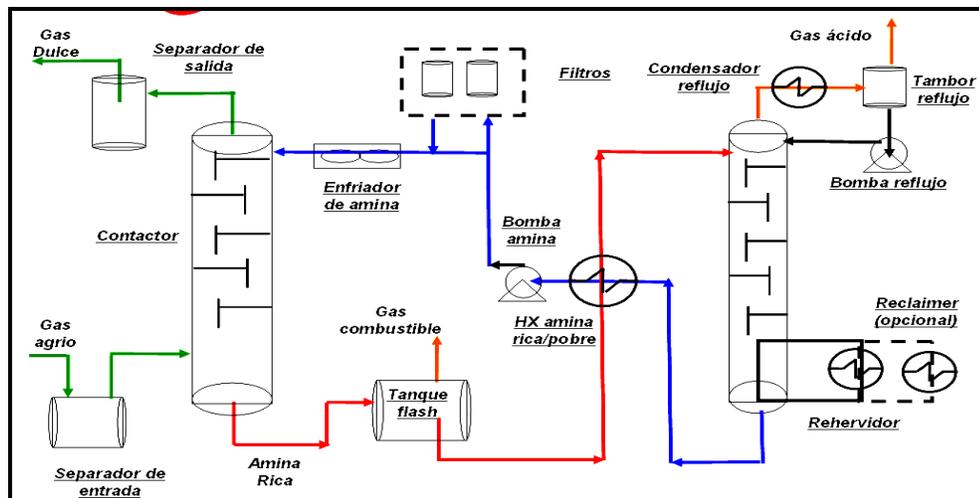


Figura 4.1. Diagrama de Flujo de una Planta de Endulzamiento con Amina.



El flujo básico varía un poco para diferentes soluciones aunque el diseño general o estructura típica se mantiene.

El gas agrio pasa a través de un separador de entrada para remover los líquidos y/o sólidos que contenga. Desde el separador, la corriente de gas entra por el fondo del contactor donde se pone en contacto con el flujo de la solución de amina que baja desde el tope de la columna. Los componentes ácidos en el gas reaccionan con la amina para formar una sal regenerable. Como el gas continúa subiendo por el contactor, más gases ácidos reaccionan químicamente con la amina. El gas dulce deja el tope del contactor y pasa a través de un separador de salida para retener cualquier cantidad de solución que éste lleve. Si la MEA es el agente endulzante, o el contactor está operando a una temperatura alta inusual, un lavado con agua podría utilizarse para intentar recobrar parte de la amina vaporizada contenida en el gas que abandona el contactor. El gas dulce que abandona el contactor está saturado con agua para deshidratación. La solución de amina rica que abandona el contactor fluye a través de un tanque de venteo para remover los hidrocarburos absorbidos. Desde el tanque de venteo, la solución rica pasa a través del intercambiador amina rica / amina pobre donde el calor es absorbido desde la solución pobre. La amina rica va al tope del despojador. Como la solución fluye hacia abajo por la columna, ella es despojada del H_2S y el CO_2 . La solución de amina deja el fondo del regenerador como una solución pobre. Esta solución pobre pasa entonces a través del intercambiador amina rica / amina pobre para luego ser enviado a un tanque de abastecimiento, de donde es bombeado para pasar por los filtros y un enfriador de solución pobre para reducir la temperatura aproximadamente a 10 °F más caliente que la temperatura del gas de alimentación, para mantener la temperatura por encima de la temperatura de rocío de los hidrocarburos. En este punto la solución pobre es retornada al contactor para repetir el ciclo. El gas ácido despojado por la amina sale por el tope del despojador. Este gas ácido pasa a través de un condensador y separador para enfriar la corriente y recobrar el agua. El agua recobrada usualmente se retorna como reflujo al despojador. El gas ácido del separador de reflujo es venteado, incinerado, o enviado a



las instalaciones para el recobro de azufre o comprimido para venta (o para reinyección en los proyectos de recobro de crudo).

El recuperador se requiere usualmente para los sistemas basados en MEA y DGA. El recuperador ayuda a remover los productos de degradación y también ayuda en la remoción de sales estables al calor, sólidos suspendidos, componentes ácidos y de hierro.

4.1.2. Principales Equipos de la Planta.

Los principales componentes de una planta de endulzamiento que trabaja con aminas son:

4.1.2.1. Separador de Entrada.

Este recipiente, colocado a la entrada de la planta, es una unidad encargada de separar los contaminantes que llegan con la corriente de gas, tales como hidrocarburos líquidos, agua, partículas sólidas y los compuestos químicos que han sido agregados previamente al gas natural, los cuales suelen causar efectos nocivos.

4.1.2.2. Torre Contactora o Absorbedor.

El gas ácido que sale del separador, entra al absorbedor por el fondo de la torre y fluye hacia arriba para entrar en contacto con la solución de amina que baja desde el tope de la torre. En este contacto el gas ácido es removido de la corriente gaseosa y transferido a la solución. El gas tratado que sale por el tope debe salir con muy poca cantidad de componentes ácidos.

El contenido de impurezas en el gas residual dependerá de las condiciones de diseño y de operación del sistema. Es importante que el operador entienda a



cabalidad el funcionamiento de estas plantas, con el fin de obtener la mayor eficiencia del proceso.

La solución que sale por el fondo del absorbedor puede contener:

- Agua.
- Amina.
- Componentes ácidos (CO_2 , H_2S , COS , CS_2 , Mercaptanos, etc.).
- Gas natural que ha quedado en solución.
- Hidrocarburos líquidos retirados de la corriente de gas.
- Sólidos y otras impurezas (por ejemplo asfáltenos).

La cantidad de hidrocarburos líquidos que pasa a la solución de amina, aumenta a medida que sube la presión de operación y/o disminuye la temperatura de contacto. Se aconseja que la solución de amina entre a la torre con $10\text{ }^\circ\text{F}$ por encima de la temperatura a la cual entra el gas a la torre para evitar el arrastre de líquidos.

El fluido que sale por el fondo de la torre se conoce como solución rica, ácida o contaminada. Lo más común es llamarla amina rica, debido a que se ha enriquecido de los componentes ácidos. Esta solución fluye hacia el tanque de venteo o “flash tank”, donde se mantiene la altura requerida utilizando un controlador de nivel, el cual abre o cierra una válvula para garantizar una altura de líquido constante en el fondo del absorbedor.

4.1.2.3. Tanque de Venteo o Flash Tank.

Este recipiente se utiliza para separar el gas que se disuelve en la solución. Normalmente el tanque de venteo se instala cuando la presión del absorbedor es mayor de 500 lpc (35 bar), y se opera con una presión de aproximadamente 75 lpc (6 bar).



Cuando la presión de la solución rica que sale del absorbedor se reduce desde la presión de contacto hasta la de trabajo del tanque de venteo, la mayor parte de los hidrocarburos que se han disueltos en la solución se vaporizan llevándose consigo una pequeña cantidad de gas ácido. El propósito de este tanque es recuperar los hidrocarburos disueltos en la solución, los cuales se mandan al mechero o se utilizan como gas combustible. De esta manera se evita la formación de espuma y se logra una mejor operación de la planta.

No obstante, es recomendable tener presente el poder contaminante de estos gases, eso podría impedir su uso como combustible. Lo normal es que contengan una cantidad excesiva de CO_2 , por lo que se reduce de manera considerable el valor calorífico, pero también puede tener H_2S , lo cual es peligroso. Por estas razones se suele colocar, a la salida del tanque de venteo, un pequeño contactor.

Es recomendable conectar el tope de este pequeño contactor, una línea con amina pobre, con el fin de retirar el gas ácido que transporta el gas combustible. Esta pequeña porción de solución contaminada se mezclará con la corriente de amina rica que va hacia el regenerador. La tasa de flujo se regula con un controlador de nivel colocado en el tanque de venteo.

La presión del tanque de venteo se controla, con una válvula colocada en la salida de la corriente de gas, que trabaja con un controlador de presión. Esta válvula abre y cierra para mantener constante la presión del recipiente.

4.1.2.4. Intercambiador de Calor Amina Rica/Amina Pobre.

El propósito del intercambiador de calor es aprovechar una parte de la energía de la amina pobre o limpia que sale del regenerador. Esto representa aproximadamente el 50% del calor requerido en el rehervidor de la columna de regeneración.

La solución pobre que sale del rehervidor, se enfría al pasar por el intercambiador de calor, mientras que la amina rica que viene del absorbedor, se



calienta hasta ± 190 °F para hacer más fácil la separación de los gases ácidos que transporta. Es conveniente evitar que no se separe el gas en la tubería, antes de entrar a la columna de regeneración, porque el sistema se vuelve muy corrosivo. Ese problema se podría evitar usando acero inoxidable.

El intercambiador de calor más común es del tipo de conchas y tubos en **U**. La solución rica normalmente fluye a través de los tubos y la solución pobre, por la carcasa del intercambiador bañando los tubos por su parte exterior.

Después del intercambiador se coloca una válvula sobre la línea de la solución rica, para controlar el flujo hacia el regenerador.

El gas ácido puede tener un efecto corrosivo y erosivo muy alto, por lo tanto se debe mantener el caudal en el mínimo posible. En ocasiones se coloca una válvula de control de flujo a la salida del intercambiador para igualar la presión, (de manera aproximada), a la del tanque de venteo. Así se puede minimizar la corrosión en este sector.

4.1.2.5. Torre Regeneradora o Despojadora.

El propósito del regenerador es remover el gas ácido contenido en la solución rica. En una planta de amina, la torre de regeneración por lo general contiene entre 18 y 24 platos. La solución rica entra entre en el segundo al cuarto plato por debajo del tope. A medida que la solución desciende, entra en contacto con los vapores del rehervidor que suben hacia el tope de la torre.

El equipo responsable de la compensación energética de la planta es el rehervidor. Allí se produce el calor necesario para vaporizar la solución que regresa al regenerador. El vapor fluye a contracorriente con el líquido que cae y, en cada plato, entra en contacto con la solución para lograr el equilibrio que permite el despojamiento del gas ácido.

Cuando la cantidad de vapor aumenta, se incrementa también la cantidad de gas ácido despojado. Esta es la razón por la cual el tratamiento de la solución mejora con



el uso de gas de despojamiento “stripping gas”. Los vapores que salen por el tope de la torre de regeneración son una mezcla de vapor de agua y gas ácido. Al pasar por el condensador, el vapor de agua se condensa y los gases ácidos también conocidos como gases salen de la planta.

La presión de la torre de regeneración se mantiene constante utilizando un controlador de presión que regula una válvula instalada en la línea de gas del acumulador de reflujo.

El agua que cae al acumulador es bombeada, como reflujo, hacia el tope de la torre de regeneración y se regula con un controlador de nivel colocado en el acumulador, el cual activa una válvula de control ubicada después de la bomba de reflujo.

La solución que se acumula en el fondo del rehervidor se calienta y se vaporiza parcialmente. Los vapores se desplazan hacia la torre.

4.1.2.6. Bomba de la Solución Pobre.

El líquido del tanque de abastecimiento pasa a la bomba, la cual aumenta la presión de la solución pobre de tal manera que pueda entrar en el absorbedor. Por lo general esta bomba es del tipo de desplazamiento positivo. El caudal se regula desviando una porción del líquido de descarga de la bomba hacia una válvula de control manual ubicada en la solución de la bomba.

La tasa de flujo de la solución regenerada que va al absorbedor, normalmente se mide por medio de un rotámetro.

4.1.2.7. Enfriador de la Solución Pobre.

La solución pobre que sale del regenerador, por lo general, esta a una temperatura muy alta, razón por la cual no se puede introducir así al absorbedor, porque pierde capacidad de retención de componentes ácidos. Por ello, se utiliza un



intercambiador de calor adicional, en el cual la solución fluye a través de los tubos. Podría usarse un ventilador, en ese caso, la solución también fluye por los tubos, o un intercambiador de concha y tubos, con agua de enfriamiento a través de los tubos y con la solución pasando por la carcasa. Indistintamente del tipo que se use, la solución se enfría hasta más o menos 10°F (6°C), por encima de la temperatura de entrada del gas al absorbedor.

Cuando el tanque de venteo tiene un purificador instalado para el gas combustible, el caudal de solución pobre, después de enfriarla, se divide en dos corrientes, una pequeña que se envía al tanque de venteo y la diferencia, hacia el tope del contactor. Por lo general, en cada una de las corrientes se instala un controlador de caudal que se usa para indicar el flujo necesario para regular la válvula manual ubicada en la desviación “by-pass” de la bomba.

4.2. CRITERIOS UTILIZADOS PARA LA SIMULACIÓN.

Para desarrollar el estudio de los parámetros que afectan el calor de absorción y solubilidad que son los puntos principales de nuestra investigación simplificamos el diagrama de la planta de endulzamiento PE-01 para limitarnos al estudio de la torre contactora debido a que en ella se refleja directamente el impacto de los parámetros de operación sobre la eficiencia del proceso de absorción.

Los criterios de simulación utilizados aplicando las diferentes operaciones en HYSYS 3.1, fueron las siguientes:

- Primeramente se selecciono el paquete especial Amines Package el cual tiene la capacidad de simular el endulzamiento de gas con aminas.



- El mixer es utilizado para simular la mezcla de las corrientes de gas limpio y gas ácido, donde la corriente de gas limpio es fija y la de gas ácido es variable.
- El filtro/separador de entrada de gas de mezcla fue simulado por medio de un separador vertical bifásico.
- La torre de absorción se utilizó para simular al contactor, con 20 etapas.
- Los enfriadores de tope y fondo son empleados para simular el enfriamiento de las corrientes de salida de la torre a sus respectivas temperaturas de entrada.

Una vez identificada la torre absorbidora base se procedió a verificar la información de los parámetros de operación normal de la torre en la planta PE-01 en el simulador HYSYS, corroborando el buen funcionamiento de la misma. La Figura 4.2 muestra el montaje utilizado para la simulación de la torre.

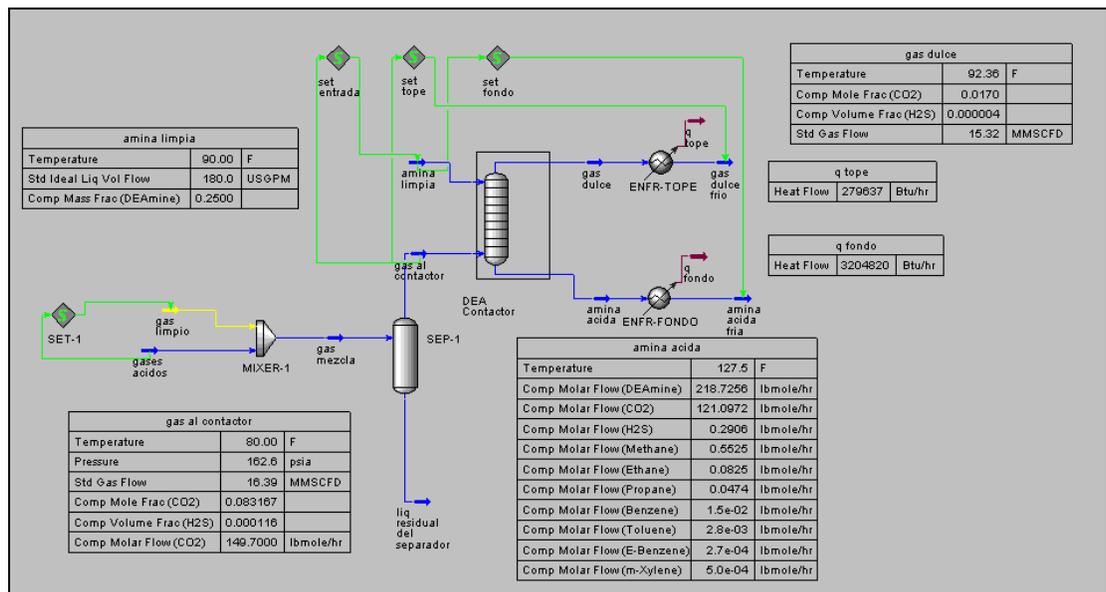


Figura 4.2. Modelo de Simulación Utilizado para la Obtención de Datos.



Los componentes y la composición de las corrientes de entrada y de salida de la torre contactora que maneja la planta PE-01, se muestran a continuación, además de las otras variables suministradas al simulador.

Tabla 4.1. Características de las Principales Corrientes de Entrada a la Torre Contactora.

Propiedad	Gas al Contactor	Amina al Contactor
Presión (psia)	162,6	162,6
Temperatura (°F)	80	90
Flujo Molar	16,39 MMPCND	180 GPM
Componentes	Composición	
	% Molar	% Peso
CO ₂	8,3167	-
H ₂ S	0,0167	-
N ₂	0,2397	-
Metano	67,8054	-
Etano	10,7273	-
Propano	7,6405	-
i-Butano	1,0353	-
n-Butano	2,3104	-
i-Pentano	0,6232	-
n-Pentano	0,5177	-
Hexano	0,3067	-
Heptano	0,1534	-
Octano	0,0288	-
Benceno	0,0533	-
Tolueno	0,0328	-
Etilbenceno	0,0012	-
Xileno	0,0077	-
H ₂ O	0,1833	75
DEA	-	25
TOTAL	100	100

Tabla 4.2. Características y Condiciones de Operación de la Torre Contactora.

CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN	EQUIPO
	Absorbedor
Numero de Platos Reales	20
Diámetro (m)	1,5
Plato de Alimentación	Tope – Fondo
Presión (psia)	162,6
Temperatura (°F)	80



Se verifico el equipo funciona de manera eficiente bajo los parámetros establecidos, utilizando el galonaje mínimo de amina para tratar el gas de entrada y cumplir con las especificaciones del gas de salida “gas dulce”. A continuación se presentan las corrientes se salida del equipo.

Tabla 4.3. Características de la Corrientes de Amina Ácida a la Salida de la Torre Contactora.

Propiedad	Corriente de Amina Ácida
Presión (psia)	162,6
Temperatura (°F)	127,5
Carga Ácida (mol ácido/mol amina)	0,555
Solubilidad de BTEX (PCN/gal amina)	0,000645
Solubilidad de VOC (PCN/gal amina)	0,24092

Tabla 4.4. Características de la Corrientes de Gas Dulce a la Salida de la Torre Contactora.

Propiedad	Corriente Gas Dulce
Presión (psia)	162,6
Temperatura (°F)	92,36
Flujo Molar (MMPCND)	15,32
Componentes	% Molar
CO ₂	1,7001
H ₂ S	0,0006
N ₂	0,2564
Metano	72,5134
Etano	11,4724
Propano	8,1719
i-Butano	1,1077
n-Butano	2,4719
i-Pentano	0,6667
n-Pentano	0,5538
Hexano	0,3281
Heptano	0,1641
Octano	0,0308



Benceno	0,0561
Tolueno	0,0350
Etilbenceno	0,0013
Xileno	0,0082
H ₂ O	0,4616
DEA	-
TOTAL	100

4.3. PROCESO DE SIMULACIÓN Y OBTENCIÓN DE DATOS.

Para la determinación de los parámetros que afectan la operación eficiente de la planta de endulzamiento PE-01 nos vimos en la necesidad de calcular y cuantificar una serie de datos que nos sirvan para evaluar la eficiencia de la planta, esto se realizó calculando el calor de absorción para el H₂S y CO₂ en función de la carga de gas ácido para DEA y MDEA medido a varias presiones, temperaturas y concentraciones, en la torre contactora.

La técnica consiste en mezclar cantidades variables de gas ácido con un flujo fijo de solución de amina limpia, para cuantificar el calor de absorción, en cada caso se dispuso de enfriadores que disminuyen las temperaturas de las corrientes de salida del contactor (gas dulce y amina rica) para que estas sean iguales a las temperaturas de entrada (gas al contactor y amina limpia). El calor de absorción está definido en este caso, como el calor total retirado de las corrientes de salida dividido por la masa total de componentes ácidos absorbidos. Tanto el flujo total de calor retirado por los enfriadores como la masa total de componentes absorbidos son valores que arroja el simulador de procesos HYSYS 3.1. La carga de gas ácido está definida como la relación entre los moles de gas ácido y moles de amina presentes en la corriente de amina rica.

La solubilidad de los VOC y BTEX en la solución de amina, en este caso, será cuantificada como volumen de gas absorbido (pcn) por cada galón de amina en solución utilizada.



Para estimar la solubilidad, se debe fijar un flujo constante de gas libre de componentes ácidos al cual se sumarán cantidades variables de CO_2 y H_2S ; estableciendo también un caudal constantes de amina. Se deben coleccionar datos del flujo molar de cada hidrocarburo presente en la amina rica, para cada nivel de carga de gas ácido, y a variadas condiciones de presión, temperatura, concentración y tipo de amina, con el fin de percibir el efecto de cada uno de estos parámetros sobre la solubilidad de los hidrocarburos en la solución de amina.

HYSYS 3.1 calcula todas las características termodinámicas tales como energía libre de Gibbs, entalpía, y entropía, y las composiciones de las fases en función de temperatura, de la presión, de composiciones, de carga de gas ácido, y de todas las condiciones de proceso. Para estas entalpías y composiciones de la corriente el calor de absorción así como las solubilidades del VOC y de BTEX en soluciones de amina en función de la carga del gas ácido pueden ser determinados.

Los datos obtenidos fueron utilizados en el desarrollo de los procedimientos del cálculo para el impacto de la carga de gases ácidos en el calor de absorción. Solamente los sistemas seleccionados de datos se presentan aquí para demostrar las tendencias del impacto de la carga ácida combinado con el tipo y la concentración de la amina, así como temperatura y presión.

Todo este proceso de obtención de datos a partir del proceso de simulación nos permite generar una serie de graficas de calor de absorción y solubilidad versus carga de gas ácido para diferentes presiones, temperaturas, concentración de amina y tipo de amina en las cuales se observa la influencia de estos parámetros en la operación de la planta de endulzamiento con aminas PE-01.

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Luego de hacer las corridas y las variaciones en el modelo de simulación utilizado, se procede a graficar los datos generados para cada corrida para visualizar el impacto generado al realizar dichas variaciones.

5.1. ANÁLISIS DE PARÁMETROS QUE AFECTAN EL CALOR DE ABSORCIÓN.

5.1.1. Tipo de Amina.

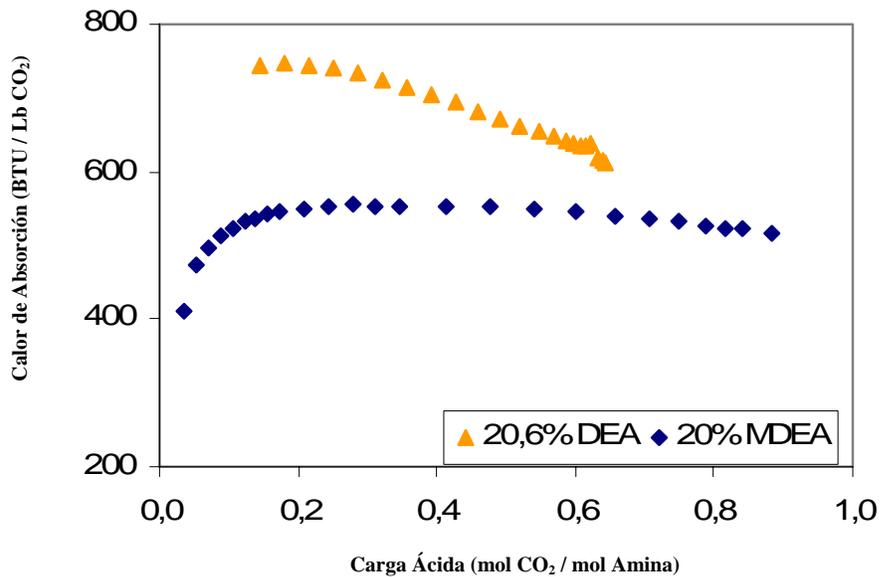


Figura 5.1. Calor de Absorción para el CO₂ en Amina a 80°F y 162,6 Psia.

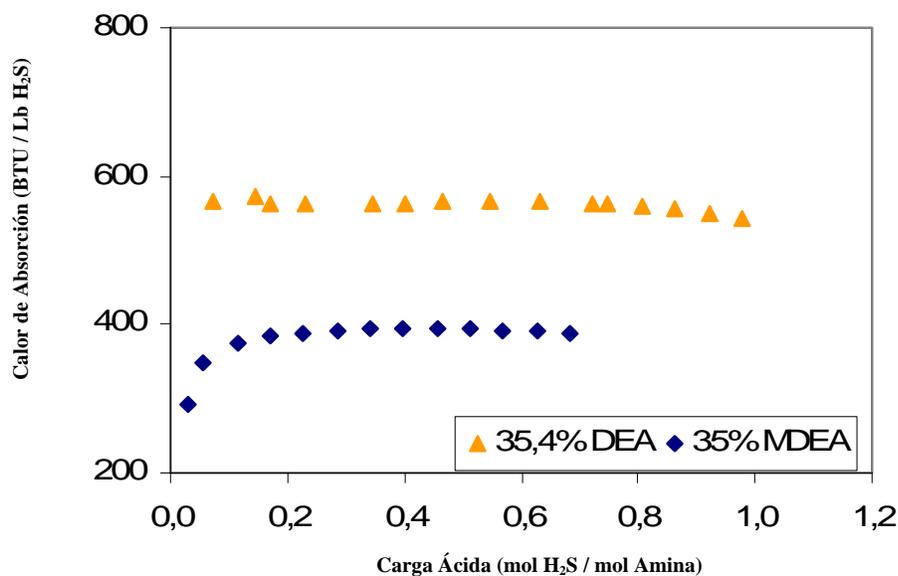


Figura 5.2. Calor de Absorción para el H₂S en Amina a 80°F y 162,6 Psia.

El impacto del tipo de amina en el calor de absorción lo vemos en la figura 5.1 y 5.2 en la cual podemos observar que el calor de absorción es mayor para la amina DEA que para la amina MDEA; esto se debe, a que la DEA es una amina secundaria, es decir, es una base más fuerte por lo que tiene mayor reacción con el H₂S y el CO₂. La amina DEA tiene mayor capacidad de absorción de calor en comparación con la MDEA. La MDEA por ser una amina terciaria presenta menor reacción con estos componentes sobre todo con el CO₂.



5.1.2. Concentración de la Amina.

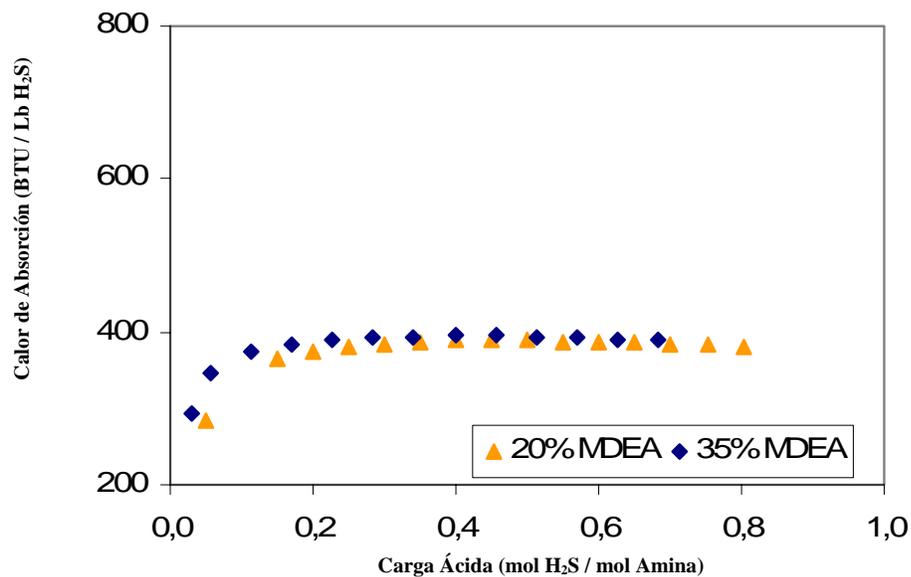


Figura 5.3. Calor de Absorción para el H₂S en MDEA a 80°F y 162,6 Psia.

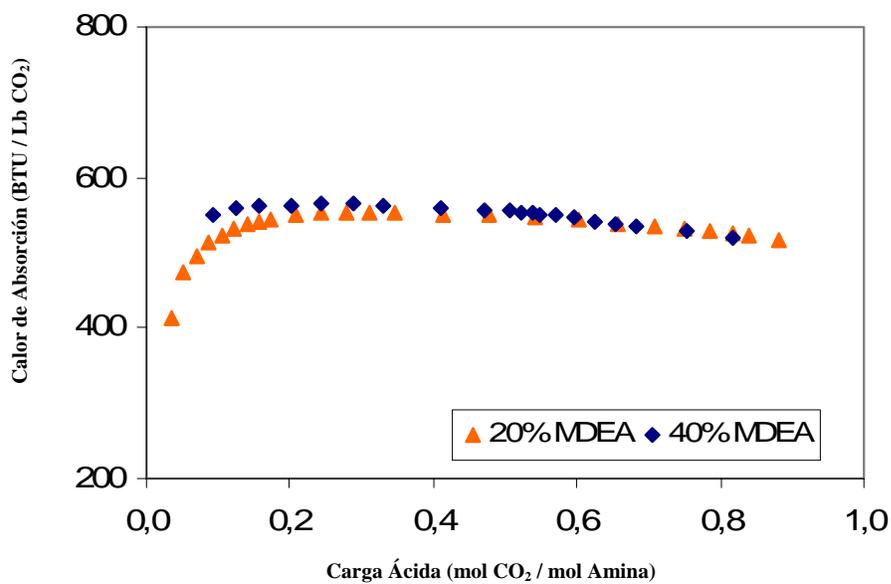


Figura 5.4. Calor de Absorción para el CO₂ en MDEA a 80°F y 162,6 Psia.



En la figura 5.3 y 5.4 observamos el impacto en el calor de absorción para un mismo tipo de amina a diferentes concentraciones, se puede decir; que el calor de absorción disminuye muy poco con respecto a la disminución de la concentración de amina para los dos gases ácidos. A bajas cargas de gas ácido el calor de absorción es ligeramente mayor para una amina de mayor concentración, y a medida que aumenta la carga de gas ácido el efecto de la carga en el calor de absorción se hace prácticamente despreciable.

El mismo comportamiento se observa en la siguiente gráfica (figura 5.5) en la que el calor de absorción no varía con la concentración de amina DEA. Por lo que podemos decir que la variación en la concentración no afecta el calor de absorción de los gases ácidos en el sistema.

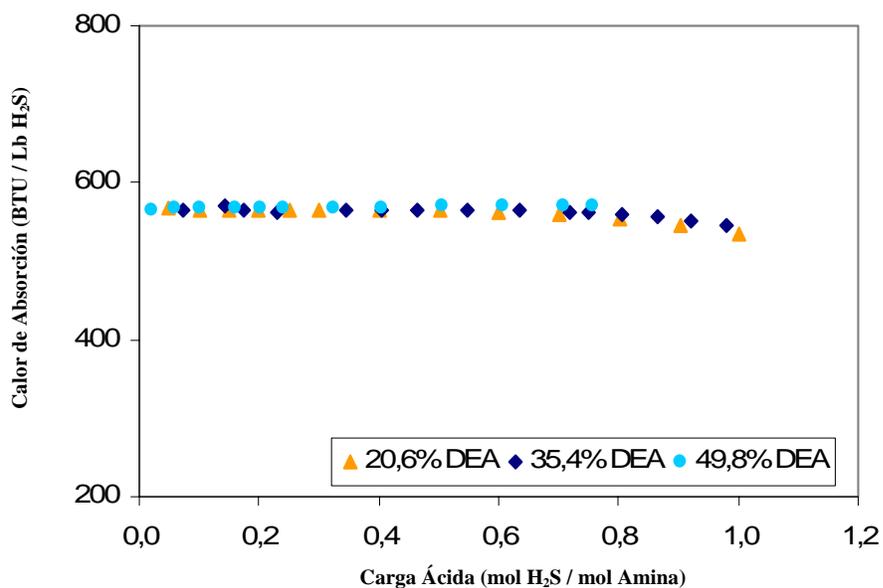


Figura 5.5. Calor de Absorción para el H₂S en DEA a 80°F y 162,6 Psia.



5.1.3. Temperatura.

La figura 5.6 y 5.7 muestran como es la variación del calor de absorción con respecto a la temperatura. A medida que va aumentando la temperatura el calor de absorción va incrementando ligeramente; sin embargo, se considera que esta variación del calor de absorción con la temperatura no es significativamente apreciativa, es decir, prácticamente despreciable.

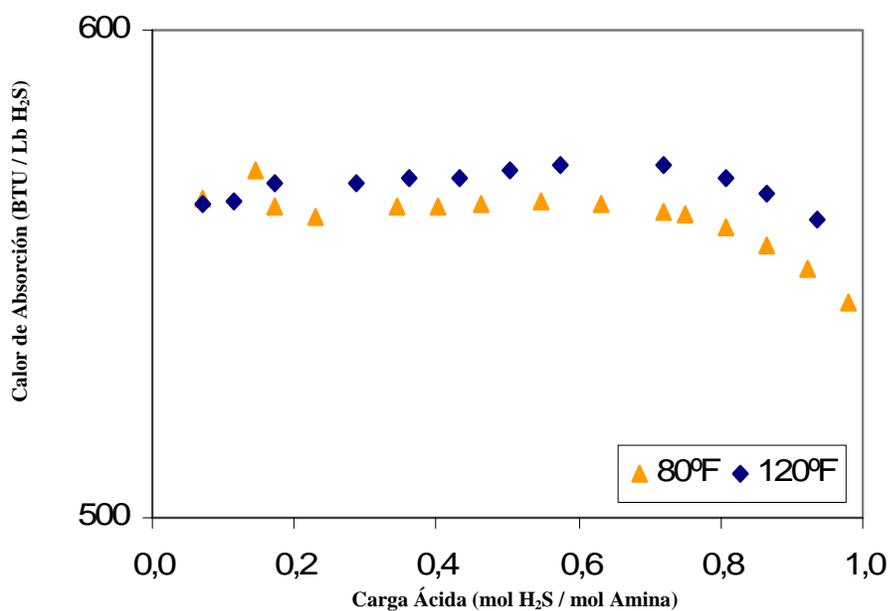


Figura 5.6. Calor de Absorción para el H₂S en 35,4 DEA a 162,6 Psia.

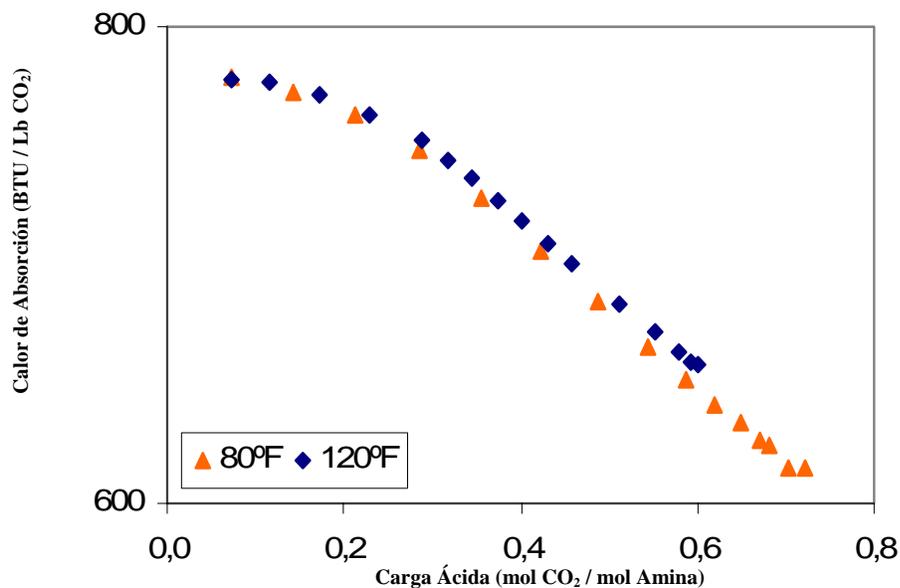


Figura 5.7. Calor de Absorción para el CO₂ en 35,4 DEA a 162,6 Psia.

5.1.4. Presión.

Con respecto a la presión podemos observar en la figura 5.8 y 5.9 que una variación de la presión no afecta significativamente el calor de absorción ni para el H₂S ni para el CO₂, es decir, el calor de absorción no se ve afectado por los cambios de presión.

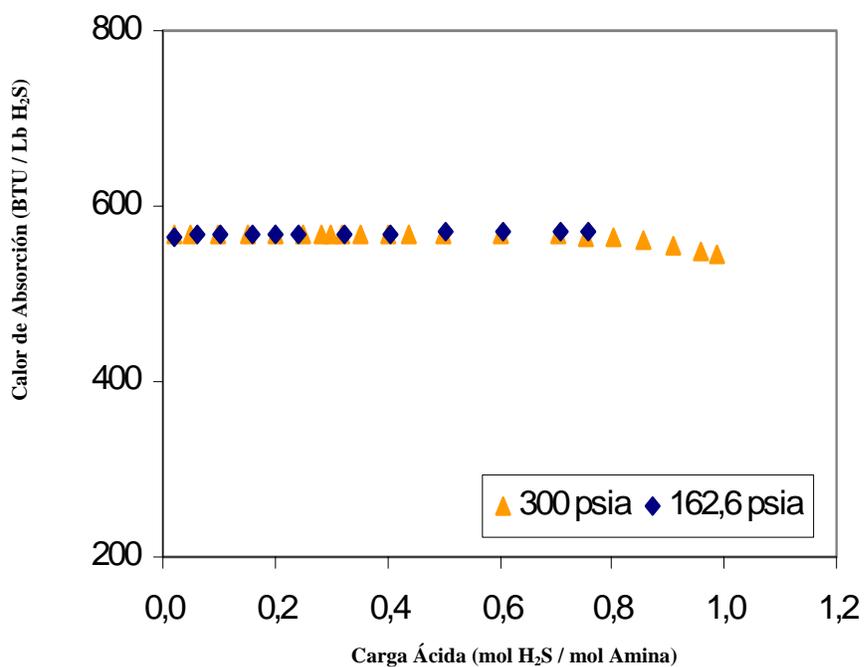


Figura 5.8. Calor de Absorción para el H₂S en 49,8 DEA a 80°F.

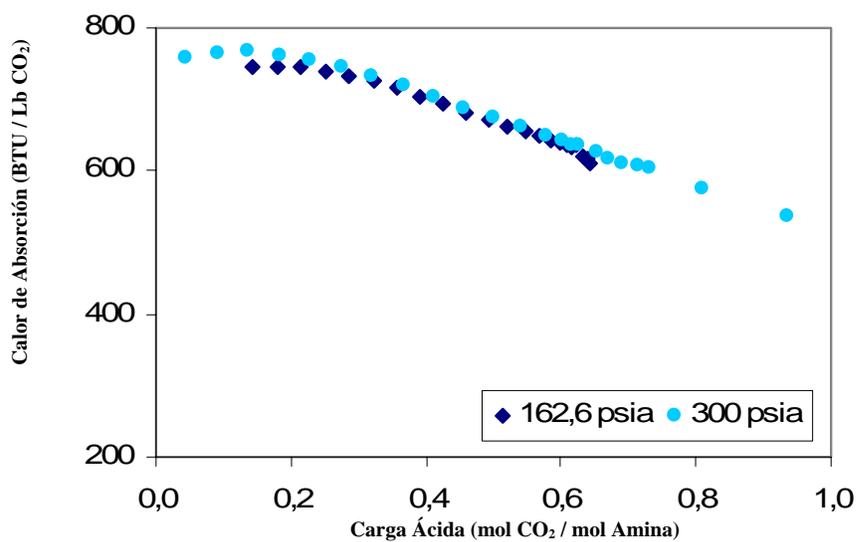


Figura 5.9. Calor de Absorción para el CO₂ en 20,6 % DEA a 80°F.



5.1.5. Carga de Gas Ácido.

En todas las graficas se observa el efecto que tiene la carga de gas ácido sobre el calor de absorción, para todos lo casos estudiados un aumento en la carga de gas ácido provoca un descenso en el calor de absorción, es decir, el calor de absorción disminuye para cargas de gas ácido altas

En resumen, aunque la carga del gas ácido afecta el calor de absorción, el tipo de la amina y la temperatura son variables igualmente importantes con respecto al calor de la absorción. Aminas más fuertes tienen más alto calor de absorción con respecto a aminas más débiles. La presión y la concentración de la amina no afectan perceptiblemente el calor de la absorción.

5.2. ANÁLISIS DE PARÁMETROS QUE AFECTAN LA SOLUBILIDAD DE LOS VOC Y BTEX.

5.2.1. Temperatura y Presión.

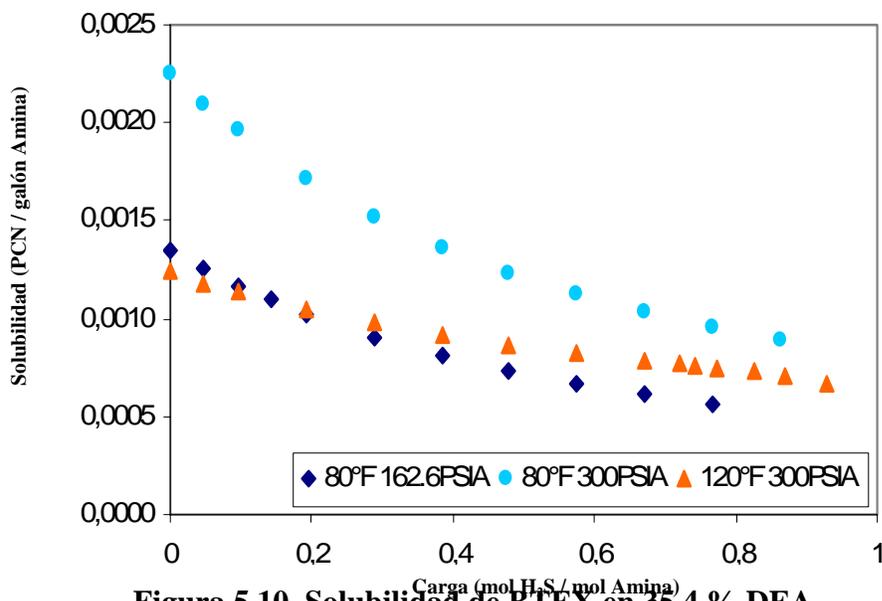


Figura 5.10. Solubilidad de BTEX en 35,4 % DEA.

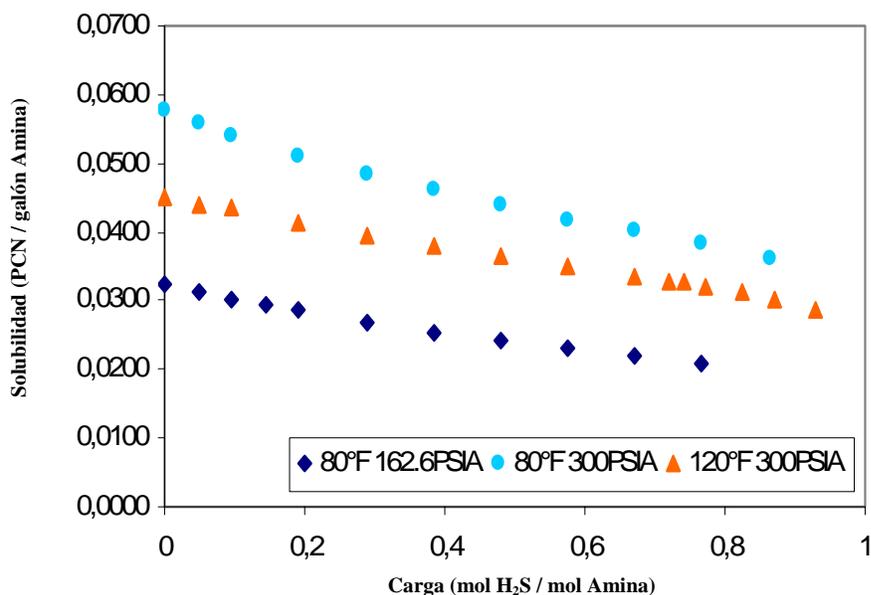


Figura 5.11. Solubilidad de VOC en 35,4 % DEA.

En las gráficas antes expuestas presentan como es el efecto de la temperatura y la presión en la solubilidad de los BTEX y VOC. En la figura 5.10 y 5.11 se puede observar como un aumento de la presión del sistema produce un aumento de la solubilidad tanto para los BTEX como para los VOC. Sin embargo, este comportamiento es diferente con respecto a la temperatura, ya que al aumentar la temperatura disminuye la solubilidad para ambos grupos en la solución de amina.

5.2.2. Tipo de Amina.

En la figura 5.12 y 5.13 se observa el comportamiento de la solubilidad de los BTEX y los VOC con respecto al tipo de amina, donde se percibe que la amina DEA es la que tiene mayor solubilidad con respecto a la MDEA.

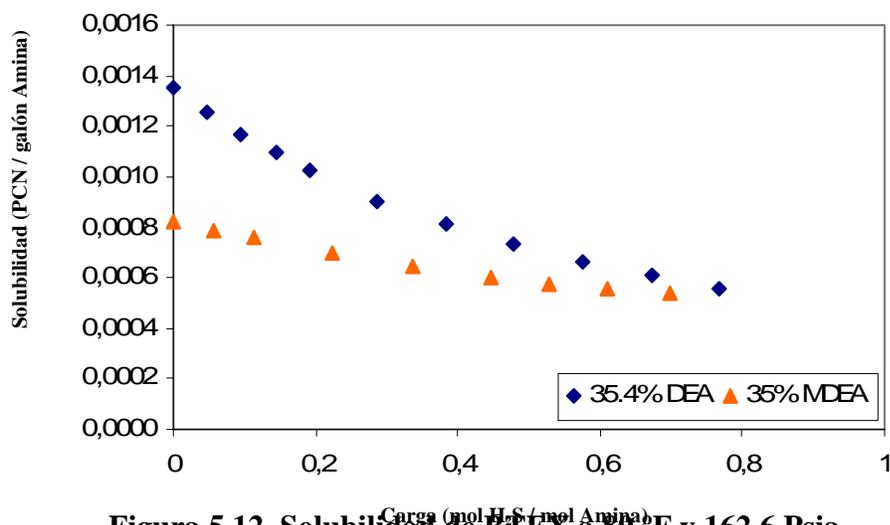


Figura 5.12. Solubilidad de BTEX a 80 °F y 162,6 Psia.

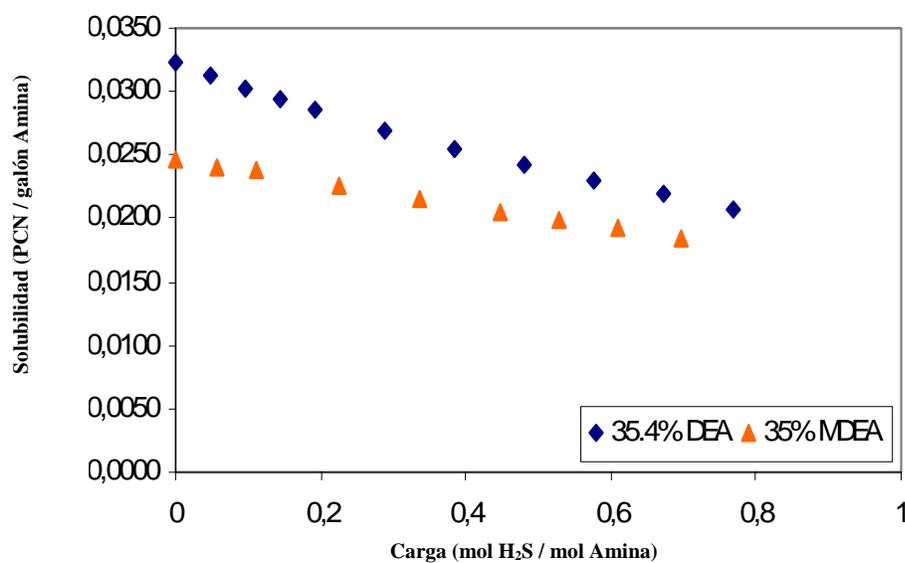


Figura 5.13. Solubilidad de VOC a 80 °F y 162,6 Psia.

5.2.3. Concentración de la Amina.



En la figura 5.14 y 5.15 se puede observar como es el comportamiento de la solubilidad de los BTEX y VOC con respecto a la concentración de amina, donde una menor concentración de amina genera un incremento en la solubilidad tanto como para los BTEX como para VOC:

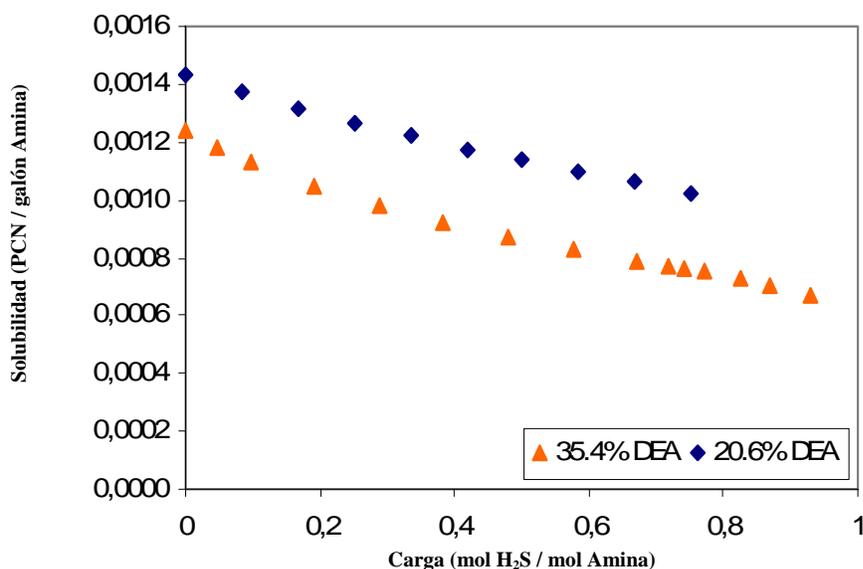


Figura 5.14. Solubilidad de los BTEX a 120 °F 300 Psia

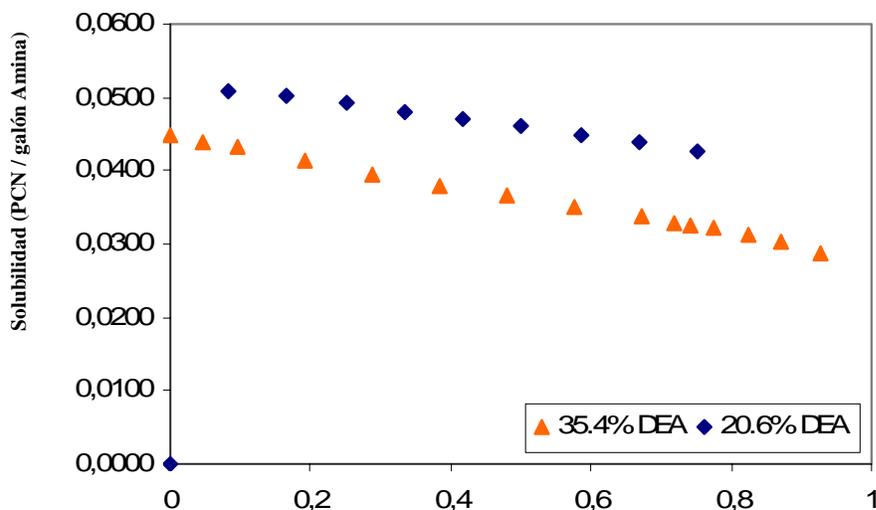


Figura 5.15. Solubilidad de los VOC a 120 °F 300 Psia.



5.2.4. Solubilidad por Componentes

En la siguiente grafica (figura 5.16) se observa que en la solubilidad de los BTEX, se tiene que el BENCENO y el ETILBENCENO son los compuestos con mayor solubilidad a pesar de que siempre encontramos contenido en los gases mayor concentración de BENCENO y TOLUENO.

Puesto que los compuestos aromáticos tienen una estructura de resonancia basada en alternar enlaces simples y dobles, los compuestos aromáticos tienen mayores fuerzas atractivas a los solventes polares con respecto a los hidrocarburos saturados que no tienen una estructura de resonancia o enlaces dobles. Consecuentemente, los compuestos de BTEX tienden a ser mucho más solubles en soluciones polares de amina.

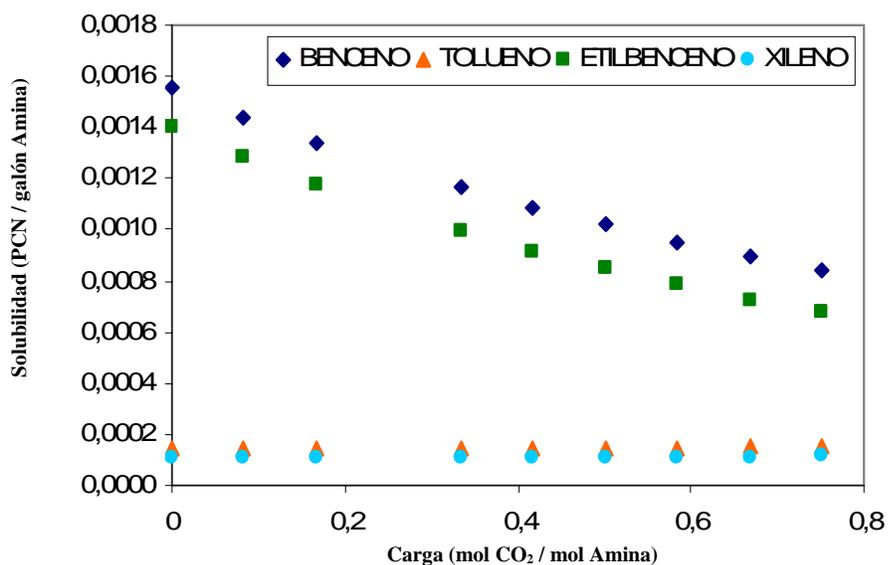


Figura 5.16. Solubilidad de los BTEX en 20,6 % DEA a 80 °F y 162,6 Psia



Mediante la siguiente gráfica (figura 5.17) se muestra que el componente con mayor solubilidad en los VOC es el gas METANO.

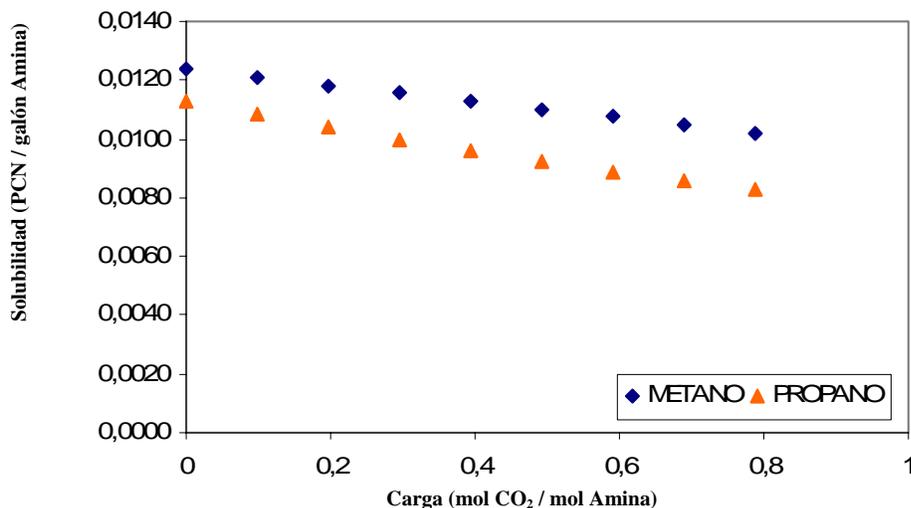


Figura 5.17. Solubilidad de los VOC en 20,6 % DEA a 80 °F y 162,6 Psia.

5.3. BENEFICIOS ASOCIADOS A UNA CORRECTA PREDICCIÓN DEL CALOR DE ABSORCIÓN Y DE LA SOLUBILIDAD DE VOC Y BTEX EN EL PROCESO DE ENDULZAMIENTO DE GAS NATURAL.

El conocer el efecto de la carga de gas ácido y de otros parámetros sobre el calor de absorción nos permite realizar cálculos mucho más precisos en el diseño y en la evaluación de sistemas de endulzamiento. Valores más precisos para el calor de absorción permiten estimar correctamente el perfil de temperatura dentro de la torre y calcular con mayor exactitud las temperaturas de las corrientes de salida. El perfil de temperatura de la torre es un indicativo de la eficiencia de la operación, y puede ser usado para prevenir el sobrecalentamiento del sistema, permitiendo en caso de ser necesario, la colocación precisa de un sistema de enfriamiento lateral. El perfil de



temperatura también es de gran utilidad para detectar la formación de espuma dentro de la torre, esto debido a que cuando ocurre la formación de espuma dentro del contactor, la reacción del gas ácido con la solución de amina ocurre en la parte superior del recipiente, y el calor generado por la reacción afecta de manera anormal el gas dulce que sale por el tope. La figura 5.18 muestra el perfil de temperatura de la torre contactora de la planta PE-01, trabajando a condiciones normales de operación.

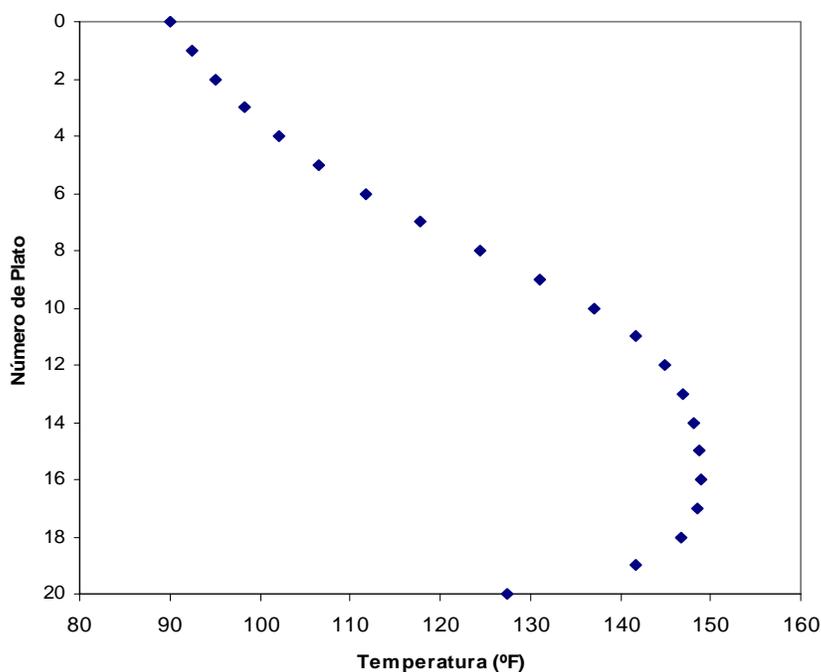


Figura 5.18. Perfil de Temperatura de la Torre Absorbedora de la Planta PE-01.

Observamos que las mayores temperaturas dentro de la torre se presentan en la sección baja de la torre; platos 15, 16 y 17 contados desde el tope al fondo. Este es el perfil normal de temperatura de una torre con un funcionamiento eficiente; cuando existe formación de espuma el perfil de temperatura se invierte, provocando un



aumento en la temperatura del gas dulce de tope y ocasionando problemas aguas abajo del sistema de endulzamiento.

Otro factor de suma importancia dentro del sistema es el control de las emisiones de VOC y BTEX. Ya se ha descrito el problema causado por las emisiones de estos gases en el ambiente, por esto las limitaciones que han sido impuestas por los organismos ambientales deben ser cumplidas con el fin de minimizar el impacto ambiental de la industria. En los procesos aguas abajo del sistema de endulzamiento, como un proceso de recuperación de azufre, los VOC y BTEX también representan un grave problema operacional. Los catalizadores utilizados se ven desactivados por la presencia de los compuestos aromáticos presentes en el gas ácido procedente de la torre regeneradora de amina. También los procesos de deshidratación se ven afectados por los VOC y BTEX, ya que los solventes utilizados también se ven contaminados por estos compuestos.

El control de las emisiones de VOC y BTEX dentro de una planta de endulzamiento puede ser manejado de dos maneras; diseñando un sistema de tratamiento para eliminar contaminantes de los gases de venteo o bien ajustando los parámetros operacionales para minimizar la absorción de estos compuestos en la solución de amina. En este sentido vemos la importancia que tiene el conocer la influencia que tienen las condiciones de operación del contactor sobre la solubilidad de los VOC y BTEX en la solución de amina. Se logró demostrar que factores como la temperatura de la solución, la presión de trabajo de la torre, la concentración y el tipo de amina tienen una fuerte influencia sobre la solubilidad, así como también la carga de gas ácido. Estos son parámetros que pueden ser manipulados para lograr una mínima absorción de VOC y BTEX cumpliendo tanto con las especificaciones de gas dulce, como con las limitaciones en las emisiones. Para esto se recomienda trabajar a presiones relativamente bajas, en un rango 120 á 400 psia, temperaturas de amina de 110 á 130°F y sobre todo, con un galonaje de amina mínimo para así lograr altas



cargas de gas ácido y disminuir así notablemente el arrastre de compuestos indeseados.

El identificar el efecto de parámetros de operación tan importantes como la temperatura, presión, concentración y tipo de amina, así como el efecto de la carga de gas ácido sobre el calor de absorción y la solubilidad de VOC y BTEX, permite una acertada toma de decisiones al momento de manipular variables operacionales que afectan significativamente la eficiencia del sistema.

CONCLUSIONES

- En el estudio realizado se comprobó que la carga de gas ácido tiene un gran efecto sobre el calor de absorción y sobre la solubilidad de VOC y BTEX
- Se demuestra como un aumento en la carga de ácido contribuye a disminuir el calor liberado en la absorción, y también disminuye considerablemente la solubilidad de compuestos orgánicos en la solución de amina.
- Altas cargas de gas ácido en el sistema son logradas con una tasa de flujo mínima de solución de amina
- El tipo de amina utilizada es también un parámetro que afecta de manera importante el calor de absorción; se observa una disminución en el calor de absorción de hasta un 25% cuando se cambia el tipo de amina de DEA a MDEA. La solubilidad de VOC y BTEX también se ve afectada por el tipo de amina utilizada. Estos compuestos son más solubles en soluciones de amina DEA que en las de MDEA.
- Independientemente del tipo de amina que se utilice, se observa que un aumento o disminución en la concentración de la solución utilizada para endulzar el gas no afecta el calor de absorción de los gases ácidos en el sistema, pero si tiene un efecto considerable en la solubilidad de hidrocarburos. Soluciones diluidas absorben mucho más VOC y BTEX que soluciones de amina en altas concentraciones.
- La temperatura es un parámetro que afecta ligeramente el calor de absorción, pero tiene un impacto mucho más marcado sobre la solubilidad de VOC y BTEX. Un incremento en la temperatura de la solución utilizada puede disminuir considerablemente su capacidad de absorción de compuestos orgánicos, aunque también disminuye la absorción de dióxido de carbono y de sulfuro de hidrógeno.



- El impacto de la presión del contactor es considerado importante con respecto a la cantidad de VOC y BTEX absorbidos en el sistema. Un incremento de la presión provoca un incremento directo de las presiones parciales de los componentes del gas y por consiguiente produce un aumento en la capacidad de absorción de la torre, tanto para los compuestos orgánicos, como para los gases ácidos.
- La presión tiene un efecto casi nulo sobre el calor de absorción de los gases ácidos en la torre contactora. No se considera un parámetro que afecte el calor de absorción.
- Se observó que los parámetros que afectan la solubilidad de VOC y BTEX en la solución absorbente, afectan de igual manera la absorción de los gases ácidos; es decir, se debe tomar en cuenta que al manipular las condiciones de operación para disminuir las emisiones de VOC y BTEX se disminuirá también la capacidad de endulzamiento del sistema.
- El aumento de la carga de gases ácidos en la torre representa un beneficio al reducir el calor generado durante la absorción.
- La optimización de la tasa de flujo de solución también contribuye a la reducción de los costos asociados al consumo energético del sistema de regeneración de la solución.
- El análisis paramétrico permite identificar las variables que pueden ser manipuladas para conseguir un funcionamiento óptimo del proceso industrial de endulzamiento con aminas. El conocer el efecto que tienen las condiciones de operación sobre el proceso es la base fundamental al momento de tomar decisiones tanto para el diseño de plantas más eficientes y amigables al ambiente

RECOMENDACIONES

- Ajustar los parámetros de operación de la planta para lograr una mayor eficiencia en el endulzamiento y conseguir una reducción en las emisiones de VOC y BTEX a la atmósfera.
- Utilizar altas concentraciones en la solución de amina, para reducir la absorción de VOC y BTEX.
- Disminuir al mínimo posible el galonaje de solución de amina utilizado para el endulzamiento, con el fin de aumentar la carga de gas ácido en el sistema y disminuir así la absorción de VOC y BTEX.
- Mantener un equilibrio entre la eficiencia en la remoción de los gases ácidos y el control de las emisiones de VOC y BTEX, ya que variables como la presión y la temperatura afectan de igual manera ambas partes.
- Trabajar la torre contactora a presiones bajas o moderadas, ya que presiones elevadas la absorción de hidrocarburos es considerablemente mayor.
- Monitorear constantemente la carga de ácido en la solución de fondo del contactor, así como el perfil de temperaturas de la torre, para verificar que el sistema esta trabajando bajo las especificaciones de operación óptimas.
- Al trabajar con altas cargas de gas ácido se debe plantear un plan de acción para disminuir los efectos de corrosión, que podrían incrementarse al aumentar la carga.
- En última instancia, si no se consigue mediante la manipulación de las variables operacionales, cumplir con las restricciones ambientales que controlan la cantidad de VOC y BTEX emitidas a la atmósfera, debe incluirse en la planta un sistema de recuperación de los hidrocarburos presentes en las corrientes de gas que salen del tanque de flasheo y de la torre regeneradora.

BIBLIOGRAFÍA

1. Marcías J. Martínez, "Endulzamiento del Gas Natural", Ingenieros Consultores, S.R.L, Maracaibo, Venezuela. (1995).
2. R. Perry, "Manual del ingeniero químico", Sexta Edición en Español, Editorial McGraw-Hill, México (1992).
3. Brito C. Carolina, Aldana M. Evelyn P, "Evaluación del Incremento en la Capacidad de Operación de una Planta de Endulzamiento de Gas Natural Mediante la Adición de Mezcladores", Universidad de Oriente, Anzoátegui 2006.
4. Bryan Research & Engineering, Inc., "The Impact of Acid Gas Loading on the Heat of Absorption and VOC and BTEX Solubility in Amine Sweetening Units" [en línea]. Disponible: <http://www.bre.com/portals/0/technicalarticles/The%20Impact%20of%20Acid%20Gas%20Loading%20on%20the%20Heat%20of%20Absorption%20and%20VOC%20and%20BTEX%20Solubility%20in%20Amine%20Sweetening%20Units.pdf>.
5. Bryan Research & Engineering, Inc., "The use of MDEA and Mixtures of Amines for Bulk CO₂ Removal" [en línea]. Disponible: <http://www.bre.com/.../The%20Use%20of%20MDEA%20and%20Mixtures%20of%20Amines%20for%20Bulk%20CO2%20Removal.pdf>.
6. Bryan Research & Engineering, Inc., "Influence of Process Operations on VOC and BTEX Emissions from Glycol Dehydration Units" [en línea]. Disponible: <http://www.bre.com/portals/0/technicalarticles/Influence%20of%20Process%20Operations%20on%20VOC%20and%20BTEX%20Emissions%20from%20Glycol%20Dehydration%20Units.pdf>.



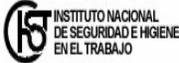
7. Bryan Research & Engineering, Inc., “Optimization of Amine Sweetening Units” [en línea]. Disponible: www.bre.com/portals/0/technicalarticles/Optimization%20of%20Amine%20Sweetening%20Units.pdf.
8. Bryan Research & Engineering, Inc., “An Analysis of BTEX emissions from Amine Sweetening and Glycol Dehydration Facilities” [en línea]. Disponible: <http://www.bre.com/portals/0/technicalarticles/An%20Analysis%20of%20BTEX%20emissions%20from%20Amine%20Sweetening%20and%20Glycol%20Dehydration%20Facilities.pdf>.
9. “Plantas de procesamiento del gas natural” [en línea]. Disponible: http://es.wikipedia.org/wiki/Plantas_de_procesamiento_del_gas_natural.
10. “Optimización del proceso de endulzamiento del gas natural en las plataformas marinas de la zona de Campeche” [en línea]. Disponible: <http://biblioteca.unmsm.edu.pe/redlieds/Proyecto/PublicacionesElectro/monografias/OPTIMIZACION%20DEL%20%20PROCESO%20DE%20ENDULZAMIENTO%20DEL%20GAS%20NATURAL.pdf>

ANEXOS

Fichas Internacionales de Seguridad Química

DIOXIDO DE CARBONO

ICSC: 0021

					
<p>DIOXIDO DE CARBONO Anhidrido carbónico (botella) CO₂ Masa molecular: 44.0</p>					
<p>Nº CAS 124-38-9 Nº RTECS FF6400000 Nº ICSC 0021 Nº NU 1013</p>					
					
TIPOS DE PELIGRO/ EXPOSICION	PELIGROS/ SINTOMAS AGUDOS	PREVENCION	PRIMEROS AUXILIOS/ LUCHA CONTRA INCENDIOS		
INCENDIO	No combustible.		En caso de incendio en el entorno: están permitidos todos los agentes extintores.		
EXPLOSION	Las botellas de dióxido de carbono pueden estallar debido al calor producido en un incendio.		En caso de incendio: mantener fría la botella rociando con agua. Combatir el incendio desde un lugar protegido.		
EXPOSICION					
• INHALACION	Vértigo, dolor de cabeza, taquicardia, aumento de la presión sanguínea.	Ventilación.	Aire limpio, reposo, respiración artificial si estuviera indicada y proporcionar asistencia médica.		
• PIEL	EN CONTACTO CON EL LIQUIDO: CONGELACION.	Guantes aislantes del frío y traje de protección.	EN CASO DE CONGELACION: aclarar con agua abundante, NO quitar la ropa y proporcionar asistencia médica.		
• OJOS	EN CONTACTO CON EL LIQUIDO: CONGELACION.	Gafas ajustadas de seguridad o pantalla facial.	Enjuagar con agua abundante durante varios minutos (quitar las lentes de contacto si puede hacerse con facilidad) y proporcionar asistencia médica.		
• INGESTION					
DERRAMAS Y FUGAS		ALMACENAMIENTO	ENVASADO Y ETIQUETADO		
Ventilar. NO verter NUNCA chorros de agua sobre el líquido. (Protección personal adicional: equipo autónomo de respiración).		A prueba de incendio si está en local cerrado. Mantener en lugar fresco.	Clasificación de Peligros NU: 2.2		
VEASE AL DORSO INFORMACION IMPORTANTE					
ICSC: 0021		Preparada en el Contexto de Cooperación entre el IPCS y la Comisión de las Comunidades Europeas © CCE, IPCS, 1994			

Fichas Internacionales de Seguridad Química

DIOXIDO DE CARBONO

ICSC: 0021

  			
<p>DIOXIDO DE CARBONO Anhídrido carbónico (botella) CO_2 Masa molecular: 44.0</p>			
<p>Nº CAS 124-38-9 Nº RTECS FF6400000 Nº ICSC 0021 Nº NU 1013</p>			
			
TIPOS DE PELIGRO/ EXPOSICION	PELIGROS/ SINTOMAS AGUDOS	PREVENCION	PRIMEROS AUXILIOS/ LUCHA CONTRA INCENDIOS
INCENDIO	No combustible.		En caso de incendio en el entorno: están permitidos todos los agentes extintores.
EXPLOSION	Las botellas de dióxido de carbono pueden estallar debido al calor producido en un incendio.		En caso de incendio: mantener fría la botella rociando con agua. Combatir el incendio desde un lugar protegido.
EXPOSICION			
• INHALACION	Vértigo, dolor de cabeza, taquicardia, aumento de la presión sanguínea.	Ventilación.	Aire limpio, reposo, respiración artificial si estuviera indicada y proporcionar asistencia médica.
• PIEL	EN CONTACTO CON EL LIQUIDO: CONGELACION.	Guantes aislantes del frío y traje de protección.	EN CASO DE CONGELACION: aclarar con agua abundante, NO quitar la ropa y proporcionar asistencia médica.
• OJOS	EN CONTACTO CON EL LIQUIDO: CONGELACION.	Gafas ajustadas de seguridad o pantalla facial.	Enjuagar con agua abundante durante varios minutos (quitar las lentes de contacto si puede hacerse con facilidad) y proporcionar asistencia médica.
• INGESTION			
DERRAMAS Y FUGAS	ALMACENAMIENTO	ENVASADO Y ETIQUETADO	
Ventilar. NO verter NUNCA chorros de agua sobre el líquido. (Protección personal adicional: equipo autónomo de respiración).	A prueba de incendio si está en local cerrado. Mantener en lugar fresco.	Clasificación de Peligros NU: 2.2	
VEASE AL DORSO INFORMACION IMPORTANTE			
ICSC: 0021		Preparada en el Contexto de Cooperación entre el IPCS y la Comisión de las Comunidades Europeas © CCE, IPCS, 1994	

Fichas Internacionales de Seguridad Química

DIOXIDO DE CARBONO

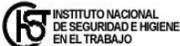
ICSC: 0021

D A T O S I M P O R T A N T E S	ESTADO FISICO; ASPECTO Gas licuado comprimido, incoloro e inodoro.	VIAS DE EXPOSICION La sustancia se puede absorber por inhalación.
	PELIGROS FISICOS El gas es más denso que el aire y puede acumularse en las zonas más bajas produciendo una deficiencia de oxígeno. Cuando los niveles de flujo son rápidos pueden generarse cargas electrostáticas las cuales pueden provocar una explosión en caso de presencia de una mezcla inflamable. El dióxido de carbono en estado líquido se condensa rápidamente para formar hielo seco el cual es extremadamente frío.	RIESGO DE INHALACION Al producirse pérdidas en zonas confinadas este líquido se evapora muy rápidamente originando una saturación total del aire con grave riesgo de asfixia.
	PELIGROS QUIMICOS La sustancia se descompone al calentarla intensamente por encima de 2000°C, produciendo humos tóxicos de monóxido de carbono. Reacciona violentamente con bases fuertes y metales alcalinos. Algunos polvos metálicos tales como magnesio, circonio, titanio, aluminio, cromo y manganeso pueden ignitar y explotar cuando se calientan en presencia de dióxido de carbono.	EFFECTOS DE EXPOSICION DE CORTA DURACION La inhalación de altas concentraciones de este gas puede originar hiperventilación y pérdida del conocimiento. La evaporación rápida del líquido puede producir congelación.
	LIMITES DE EXPOSICION TLV(como TWA): 5000 ppm; 9000 mg/m ³ (ACGIH 1997-1998). TLV(como STEL): 30,000 ppm; 54,000 mg/m ³ (ACGIH 1997-1998).	EFFECTOS DE EXPOSICION PROLONGADA O REPETIDA La sustancia puede afectar al metabolismo.
PROPIEDADES FISICAS	Punto de sublimación: -79°C Punto de fusión: -56.6 a 5.2 atm Solubilidad en agua, ml/100 ml a 20°C: 88	Presión de vapor, kPa a 20°C: 5720 Densidad relativa de vapor (aire = 1): 1.5
DATOS AMBIENTALES		
NOTAS		
El dióxido de carbono se desprende en muchos procesos de fermentación (vino, cerveza). Altas concentraciones en el aire producen una deficiencia de oxígeno con riesgo de pérdida de conocimiento o muerte. Comprobar el contenido de oxígeno antes de entrar en la zona. A concentraciones tóxicas no hay alerta por el olor. Con el fin de evitar la fuga de gas en estado líquido, girar la botella que tenga un escape manteniendo arriba el punto de escape. Otros números NU clasificación: UN 1845 dióxido de carbono, hielo seco; UN 2187 dióxido de carbono líquido refrigerado.		
Ficha de emergencia de transporte (Transport Emergency Card): TEC (R)-11-1 (in cylinders); 11-2 (refrigerated gas)		
INFORMACION ADICIONAL		
FISQ: 5-078 DIOXIDO DE CARBONO		
ICSC: 0021	DIOXIDO DE CARBONO	
<small>© CCE, IPCS, 1994</small>		
NOTA LEGAL IMPORTANTE:	Ni la CCE ni la IPCS ni sus representantes son responsables del posible uso de esta información. Esta ficha contiene la opinión colectiva del Comité Internacional de Expertos del IPCS y es independiente de requisitos legales. La versión española incluye el etiquetado asignado por la clasificación europea, actualizado a la vigésima adaptación de la Directiva 67/548/CEE traspuesta a la legislación española por el Real Decreto 363/95 (BOE 5.6.95).	

Fichas Internacionales de Seguridad Química

SULFURO DE HIDROGENO

ICSC: 0165

  			
Ácido sulfhídrico (botella) H ₂ S Masa molecular: 34.1			
Nº CAS 7783-06-4 Nº RTECS MX1225000 Nº ICSC 0165 Nº NU 1053 Nº CE 016-001-00-4			
			
TIPOS DE PELIGRO/ EXPOSICION	PELIGROS/ SINTOMAS AGUDOS	PREVENCION	PRIMEROS AUXILIOS/ LUCHA CONTRA INCENDIOS
INCENDIO	Extremadamente inflamable.	Evitar las llamas, NO producir chispas y NO fumar.	Cortar el suministro; si no es posible y no existe riesgo para el entorno próximo, dejar que el incendio se extinga por sí mismo, en otros casos apagar con agua pulverizada, polvo, dióxido de carbono.
EXPLOSION	Las mezclas gas/aire son explosivas.	Sistema cerrado, ventilación, equipo eléctrico y de alumbrado a prueba de explosión. Evitar la generación de cargas electrostáticas (por ejemplo, mediante conexión a tierra) si aparece en estado líquido. NO utilizar aire comprimido para llenar, vaciar o manipular.	En caso de incendio: mantener fría la botella rociando con agua.
EXPOSICION		¡EVITAR TODO CONTACTO!	¡CONSULTAR AL MEDICO EN TODOS LOS CASOS!
• INHALACION	Tos. Vértigo. Dolor de cabeza. Dificultad respiratoria. Náuseas. Dolor de garganta. Pérdida del conocimiento. Síntomas no inmediatos (véanse Notas).	Ventilación, extracción localizada o protección respiratoria.	Aire limpio, reposo. Posición de semincorporado. Respiración artificial si estuviera indicada. No mouth-to-mouth artificial respiration. Proporcionar asistencia médica.
• PIEL	EN CONTACTO CON LIQUIDO: CONGELACION.	Guantes aislantes del frío.	EN CASO DE CONGELACION: aclarar con agua abundante, NO quitar la ropa. Proporcionar asistencia médica.
• OJOS	Enrojecimiento. Dolor. Quemaduras profundas graves.	Gafas ajustadas de seguridad, o protección ocular combinada con la protección respiratoria.	Enjuagar con agua abundante durante varios minutos (quitar las lentes de contacto si puede hacerse con facilidad), después proporcionar asistencia médica.
• INGESTION		No comer, ni beber, ni fumar durante el trabajo.	
DERRAMES Y FUGAS	ALMACENAMIENTO	ENVASADO Y ETIQUETADO	
Evacuar la zona de peligro. Consultar a un experto. Ventilar. Eliminar todas las fuentes de ignición. Eliminar gas con agua pulverizada. (Protección personal adicional: traje hermético de protección química incluyendo equipo autónomo de respiración).	A prueba de incendio. Separado de oxidantes fuertes. Mantener en lugar fresco. Mantener en lugar bien ventilado. Instalar sistema de vigilancia con alarma continuo.	NU (transporte): Clasificación de Peligros NU: 2.3 Riesgos Subsidiarios NU: 2.1 CE: símbolo F+ símbolo T+ símbolo N R: 12-26-50 S: 1/2-9-16-28-36/37-45-61 Nota 5	
			
VEASE AL DORSO INFORMACION IMPORTANTE			
ICSC: 0165			
<small>Preparada en el Contexto de Cooperación entre el IPCS y la Comisión Europea © CE, IPCS, 2003</small>			

Fichas Internacionales de Seguridad Química

SULFURO DE HIDROGENO

ICSC: 0165

D A T O S I M P O R T A N T E S	ESTADO FISICO; ASPECTO Gas licuado comprimido, de olor característico a huevos podridos.	VIAS DE EXPOSICION La sustancia se puede absorber por inhalación.
	PELIGROS FISICOS El gas es más denso que el aire y puede extenderse a ras del suelo; posible ignición en punto distante. Como resultado del flujo, agitación, etc., se pueden generar cargas electrostáticas.	RIESGO DE INHALACION Al producirse una pérdida de gas se alcanza muy rápidamente una concentración nociva de éste en el aire.
	PELIGROS QUIMICOS El calentamiento intenso puede originar combustión violenta o explosión. La sustancia se descompone al arder, produciendo gas tóxico (óxidos de azufre). Reacciona violentamente con oxidantes fuertes, originando peligro de incendio y explosión. Ataca metales y algunos plásticos.	EFFECTOS DE EXPOSICION DE CORTA DURACION La sustancia irrita los ojos y el tracto respiratorio. La inhalación del gas puede originar edema pulmonar (véanse Notas). La evaporación rápida del líquido puede producir congelación. La sustancia puede causar efectos en el sistema nervioso central. La exposición puede producir pérdida del conocimiento. La exposición puede producir la muerte. Los efectos pueden aparecer de forma no inmediata. Se recomienda vigilancia médica.
	LIMITES DE EXPOSICION TLV: 10 ppm (como TWA); 15 ppm (como STEL) (ACGIH 2003). MAK: 10 ppm; 14 mg/m ³ ; II(2); IIc (no clasificado en cuanto a riesgo para el embarazo) (DFG 2003)	
PROPIEDADES FISICAS	Punto de ebullición: -60°C Punto de fusión: -85°C Solubilidad en agua, g/100 ml a 20°C: 0.5 Densidad relativa de vapor (aire = 1): 1.19	Punto de inflamación: gas inflamable Temperatura de autoignición: 260°C Límites de explosividad, % en volumen en el aire: 4.3-46
DATOS AMBIENTALES	La sustancia es muy tóxica para los organismos acuáticos.	
NOTAS		
Los síntomas del edema pulmonar no se ponen de manifiesto, a menudo, hasta pasadas algunas horas y se agravan por el esfuerzo físico. Reposo y vigilancia médica son, por ello, imprescindibles. En caso de envenenamiento con esta sustancia es necesario realizar un tratamiento específico; así como disponer de los medios adecuados junto las instrucciones respectivas. La alerta por el olor es insuficiente.		
Ficha de emergencia de transporte (Transport Emergency Card): TEC (R)-20G43 Código NFPA: H 4; F 4; R 0;		
INFORMACION ADICIONAL		
Los valores LEP pueden consultarse en línea en la siguiente dirección: http://www.mtas.es/insht/practice/vlas.htm		Última revisión IPCS: 2000 Traducción al español y actualización de valores límite y etiquetado: 2003 FISQ: 6-173
ICSC: 0165	SULFURO DE HIDROGENO	
© CE, IPCS, 2003		
NOTA LEGAL IMPORTANTE:	Esta ficha contiene la opinión colectiva del Comité Internacional de Expertos del IPCS y es independiente de requisitos legales. Su posible uso no es responsabilidad de la CE, el IPCS, sus representantes o el INSHT, autor de la versión española.	

Fichas Internacionales de Seguridad Química

BENCENO

ICSC: 0015

TIPOS DE PELIGRO/ EXPOSICION	PELIGROS/ SINTOMAS AGUDOS	PREVENCION	PRIMEROS AUXILIOS/ LUCHA CONTRA INCENDIOS
INCENDIO	Altamente inflamable.	Evitar las llamas, NO producir chispas y NO fumar.	Polvo, AFFF, espuma, dióxido de carbono.
EXPLOSION	Las mezclas vapor/aire son explosivas. Riesgo de incendio y explosión: véanse Peligros Químicos.	Sistema cerrado, ventilación, equipo eléctrico y de alumbrado a prueba de explosión. NO utilizar aire comprimido para llenar, vaciar o manipular. Utilídense herramientas manuales no generadoras de chispas. Evitar la generación de cargas electrostáticas (por ejemplo, mediante conexión a tierra).	En caso de incendio: mantener fríos los bidones y demás instalaciones rociando con agua.
EXPOSICION		¡EVITAR TODO CONTACTO!	
• INHALACION	Vértigo. Somnolencia. Dolor de cabeza. Náuseas. Jadeo. Convulsiones. Pérdida del conocimiento.	Ventilación, extracción localizada o protección respiratoria.	Aire limpio, reposo. Proporcionar asistencia médica.
• PIEL	¡PUEDE ABSORBERSE! Piel seca. Enrojecimiento. Dolor. Para mayor información, véase Inhalación.	Guantes protectores. Traje de protección.	Quitar las ropas contaminadas. Aclarar la piel con agua abundante o ducharse. Proporcionar asistencia médica.
• OJOS	Enrojecimiento. Dolor.	Pantalla facial, o protección ocular combinada con la protección respiratoria.	Enjuagar con agua abundante durante varios minutos (quitar las lentes de contacto si puede hacerse con facilidad), después proporcionar asistencia médica.
• INGESTION	Dolor abdominal. Dolor de garganta. Vómitos. (Para mayor información, véase Inhalación).	No comer, ni beber, ni fumar durante el trabajo.	Enjuagar la boca. NO provocar el vómito. Proporcionar asistencia médica.
DERRAMES Y FUGAS	ALMACENAMIENTO	ENVASADO Y ETIQUETADO	
Eliminar toda fuente de ignición. Recoger, en la medida de lo posible, el líquido que se derrama y el ya derramado en recipientes herméticos. Absorber el líquido residual en arena o absorbente inerte y trasladarlo a un lugar seguro. NO verterlo al alcantarillado. NO permitir que este producto químico se incorpore al ambiente. (Protección personal adicional: traje de protección completa incluyendo equipo autónomo de respiración).	A prueba de incendio. Separado de alimentos y piensos, oxidantes y halógenos.	NU (transporte): Ver pictograma en cabecera. No transportar con alimentos y piensos. Clasificación de Peligros NU: 3 Grupo de Envasado NU: II CE: Nota: E símbolo F símbolo T R: 45-11-48/23/24/25 S: 53-45	
VEASE AL DORSO INFORMACION IMPORTANTE			
			
ICSC: 0015 Preparada en el Contexto de Cooperación entre el IPCS y la Comisión Europea © CE, IPCS, 2003			



Ciclohexatrieno
Benzol
 C_6H_6
Masa molecular: 78.1

Nº ICSC 0015
Nº CAS 71-43-2
Nº RTECS CY1400000
Nº NU 1114
Nº CE 601-020-00-8



Fichas Internacionales de Seguridad Química

BENCENO

ICSC: 0015

D A T O S I M P O R T A N T E S	<p>ESTADO FISICO: ASPECTO: Líquido incoloro, de olor característico.</p> <p>PELIGROS FISICOS: El vapor es más denso que el aire y puede extenderse a ras del suelo; posible ignición en punto distante. Como resultado del flujo, agitación, etc., se pueden generar cargas electrostáticas.</p> <p>PELIGROS QUIMICOS: Reacciona violentamente con oxidantes, ácido nítrico, ácido sulfúrico y halógenos.) originando peligro de incendio y explosión. Ataca plásticos y caucho.</p> <p>LIMITES DE EXPOSICION: TLV: 0.5 ppm como TWA; 2.5 ppm como STEL; (piel); A1; BEI disponible; (ACGIH 2003). MAK: H (absorción dérmica); Cancerígeno categoría: 1; Mutágeno categoría: 3A; (DFG 2003).</p>	<p>VIAS DE EXPOSICION: La sustancia se puede absorber por inhalación, a través de la piel y por ingestión.</p> <p>RIESGO DE INHALACION: Por evaporación de esta sustancia a 20°C se puede alcanzar muy rápidamente una concentración nociva en el aire.</p> <p>EFFECTOS DE EXPOSICION DE CORTA DURACION: La sustancia irrita los ojos, la piel y el tracto respiratorio. La ingestión del líquido puede dar lugar a la aspiración del mismo por los pulmones y la consiguiente neumonitis química. La sustancia puede causar efectos en sistema nervioso central, dando lugar a disminución del estado de alerta. La exposición muy por encima del valor límite de exposición profesional puede producir pérdida del conocimiento y muerte.</p> <p>EFFECTOS DE EXPOSICION PROLONGADA O REPETIDA: El líquido desengrasa la piel. La sustancia puede afectar a la médula ósea y al sistema inmune, dando lugar a una disminución de células sanguíneas. Esta sustancia es carcinógena para los seres humanos.</p>
PROPIEDADES FISICAS	<p>Punto de ebullición: 80°C Punto de fusión: 6°C Densidad relativa (agua = 1): 0.88 Solubilidad en agua, g/100 ml a 25°C: 0.18 Presión de vapor, kPa a 20°C: 10 Densidad relativa de vapor (aire = 1): 2.7</p>	<p>Densidad relativa de la mezcla vapor/aire a 20°C (aire = 1): 1.2 Punto de inflamación: -11°C c. c. Temperatura de autoignición: 498°C Límites de explosividad, % en volumen en el aire: 1.2-8.0 Coeficiente de reparto octanol/agua como log Pow: 2.13 Energía mínima de ignición: 0.2 mJ (no en la ficha)</p>
DATOS AMBIENTALES	La sustancia es muy tóxica para los organismos acuáticos.	
NOTAS		
El consumo de bebidas alcohólicas aumenta el efecto nocivo. Está indicado examen médico periódico dependiendo del grado de exposición. La alerta por el olor es insuficiente.		
Ficha de emergencia de transporte (Transport Emergency Card): TEC (R)-30S1114/30GF1-II Código NFPA: H 2; F 3; R 0;		
INFORMACION ADICIONAL		
Los valores LEP pueden consultarse en línea en la siguiente dirección: http://www.mtas.es/insht/practice/vlas.htm		Última revisión IPCS: 2003 Traducción al español y actualización de valores límite y etiquetado: 2003 FISQ: 3-029
ICSC: 0015		BENCENO
© CE, IPCS, 2003		
NOTA LEGAL IMPORTANTE:	Esta ficha contiene la opinión colectiva del Comité Internacional de Expertos del IPCS y es independiente de requisitos legales. Su posible uso no es responsabilidad de la CE, el IPCS, sus representantes o el INSHT, autor de la versión española.	

Fichas Internacionales de Seguridad Química

TOLUENO
ICSC: 0078


TOLUENO
Metilbenceno
Fenilmetanol
Toluol
 $C_6H_5CH_3/C_7H_8$
Masa molecular: 92.1

Nº CAS 108-88-3
Nº RTECS XS5250000
Nº ICSC 0078
Nº NU 1294
Nº CE 601-021-00-3



TIPOS DE PELIGRO/ EXPOSICION	PELIGROS/ SINTOMAS AGUDOS	PREVENCION	PRIMEROS AUXILIOS/ LUCHA CONTRA INCENDIOS
INCENDIO	Altamente inflamable.	Evitar las llamas, NO producir chispas y NO fumar.	Polvo, AFFF, espuma, dióxido de carbono.
EXPLOSION	Las mezclas vapor/aire son explosivas.	Sistema cerrado, ventilación, equipo eléctrico y de alumbrado a prueba de explosión. Evitar la generación de cargas electrostáticas (por ejemplo, mediante conexión a tierra). NO utilizar aire comprimido para llenar, vaciar o manipular.	En caso de incendio: mantener fríos los bidones y demás instalaciones rociando con agua.
EXPOSICION		¡HIGIENE ESTRICTA! ¡EVITAR LA EXPOSICION DE MUJERES (EMBARAZADAS)!	
• INHALACION	Vértigo, somnolencia, dolor de cabeza, náuseas, pérdida del conocimiento.	Ventilación, extracción localizada o protección respiratoria.	Aire limpio, reposo, respiración artificial si estuviera indicada y proporcionar asistencia médica.
• PIEL	Piel seca, enrojecimiento.	Guantes protectores.	Quitar las ropas contaminadas, aclarar y lavar la piel con agua y jabón y proporcionar asistencia médica.
• OJOS	Enrojecimiento, dolor.	Gafas ajustadas de seguridad o pantalla facial.	Enjuagar con agua abundante durante varios minutos (quitar las lentes de contacto si puede hacerse con facilidad) y proporcionar asistencia médica.
• INGESTION	Dolor abdominal, sensación de quemazón (para mayor información, véase Inhalación).	No comer, ni beber, ni fumar durante el trabajo.	Enjuagar la boca, dar a beber una pastilla de carbón activado y agua, NO provocar el vómito y proporcionar asistencia médica.

DERRAMAS Y FUGAS	ALMACENAMIENTO	ENVASADO Y ETIQUETADO
Recoger el líquido procedente de la fuga en recipientes precintables, absorber el líquido residual en arena o absorbente inerte y trasladarlo a un lugar seguro. NO verterlo al alcantarillado, (Protección personal adicional: equipo autónomo de respiración).	A prueba de incendio. Separado de oxidantes fuertes.	símbolo F símbolo Xn R: 11-20 S: (2-)16-25-29-33 Clasificación de Peligros NU: 3 Grupo de Envasado NU: II CE:  

VEASE AL DORSO INFORMACION IMPORTANTE

ICSC: 0078

Preparada en el Contexto de Cooperación entre el IPCS y la Comisión de las Comunidades Europeas © CCE, IPCS, 1994

Fichas Internacionales de Seguridad Química

TOLUENO

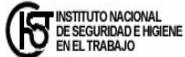
ICSC: 0078

D A T O S S I M P O R T A N T E S	ESTADO FISICO; ASPECTO Líquido incoloro, de olor característico.	VIAS DE EXPOSICION La sustancia se puede absorber por inhalación, a través de la piel y por ingestión.
	PELIGROS FISICOS El vapor es más denso que el aire y puede extenderse a ras del suelo; posible ignición en punto distante. Como resultado del flujo, agitación, etc., se pueden generar cargas electrostáticas.	RIESGO DE INHALACION Por evaporación de esta sustancia a 20°C se puede alcanzar bastante rápidamente una concentración nociva en el aire.
	PELIGROS QUIMICOS Reacciona violentamente con oxidantes fuertes, originando peligro de incendio y explosión.	EFFECTOS DE EXPOSICION DE CORTA DURACION La sustancia irrita los ojos y el tracto respiratorio. La exposición podría causar depresión del sistema nervioso central. La exposición a altas concentraciones puede producir arritmia cardíaca, pérdida del conocimiento y muerte.
	LIMITES DE EXPOSICION TLV (como TWA): 50 ppm; 188 mg/m ³ (piel) (ACGIH 1995-1996). MAK: 50 ppm; 190 mg/m ³ (1996).	EFFECTOS DE EXPOSICION PROLONGADA O REPETIDA El contacto prolongado o repetido con la piel puede producir dermatitis. La sustancia puede afectar al sistema nervioso central, dando lugar a desórdenes psicológicos y dificultad en el aprendizaje. La experimentación animal muestra que esta sustancia posiblemente cause efectos tóxicos en la reproducción humana.
PROPIEDADES FISICAS	Punto de ebullición: 111°C Punto de fusión: -95°C Densidad relativa (agua = 1): 0.87 Solubilidad en agua: Ninguna Presión de vapor, kPa a 20°C: 2.9 Densidad relativa de vapor (aire = 1): 3.2	Densidad relativa de la mezcla vapor/aire a 20°C (aire = 1): 1.06 Punto de inflamación: 4°C (c.c.) Temperatura de autoignición: 480°C Límites de explosividad, % en volumen en el aire: 1.1-7.1 Coeficiente de reparto octanol/agua como log Pow: 2.69
DATOS AMBIENTALES		
NOTAS		
Está indicado examen médico periódico dependiendo del grado de exposición.		
Ficha de emergencia de transporte (Transport Emergency Card): TEC (R)-31 Código NFPA: H 2; F 3; R 0;		
INFORMACION ADICIONAL		
FISQ: 4-185 TOLUENO		
ICSC: 0078		TOLUENO
© CCE, IPCS, 1994		
NOTA LEGAL IMPORTANTE:	Ni la CCE ni la IPCS ni sus representantes son responsables del posible uso de esta información. Esta ficha contiene la opinión colectiva del Comité Internacional de Expertos del IPCS y es independiente de requisitos legales. La versión española incluye el etiquetado asignado por la clasificación europea, actualizado a la vigésima adaptación de la Directiva 67/548/CEE traspuesta a la legislación española por el Real Decreto 363/95 (BOE 5.6.95).	

Fichas Internacionales de Seguridad Química

ETILBENCENO

ICSC: 0268

  			
ETILBENCENO Feniletano $C_8H_{10}/C_6H_5-C_2H_5$ Masa molecular: 106.2			
Nº CAS 100-41-4 Nº RTECS DA0700000 Nº ICSC 0268 Nº NU 1175 Nº CE 601-023-00-4			
			
TIPOS DE PELIGRO/ EXPOSICION	PELIGROS/ SINTOMAS AGUDOS	PREVENCION	PRIMEROS AUXILIOS/ LUCHA CONTRA INCENDIOS
INCENDIO	Altamente inflamable.	Evitar las llamas, NO producir chispas y NO fumar.	Polvo, AFFF, espuma, dióxido de carbono.
EXPLOSION	Las mezclas vapor/aire son explosivas.	Sistema cerrado, ventilación, equipo eléctrico y de alumbrado a prueba de explosión. NO utilizar aire comprimido para llenar, vaciar o manipular.	En caso de incendio: mantener fríos los bidones y demás instalaciones rociando con agua.
EXPOSICION		¡EVITAR LA FORMACION DE NIEBLA DEL PRODUCTO!	
• INHALACION	Tos, vértigo, somnolencia, dolor de cabeza.	Ventilación, extracción localizada o protección respiratoria.	Aire limpio, reposo y proporcionar asistencia médica.
• PIEL	Piel seca, enrojecimiento.	Guantes protectores.	Quitar las ropas contaminadas, aclarar y lavar la piel con agua y jabón.
• OJOS	Enrojecimiento, dolor, visión borrosa.	Pantalla facial o protección ocular combinada con la protección respiratoria.	Enjuagar con agua abundante durante varios minutos (quitar las lentes de contacto si puede hacerse con facilidad) y proporcionar asistencia médica.
• INGESTION	(Para mayor información, véase Inhalación).	No comer, ni beber, ni fumar durante el trabajo.	Enjuagar la boca, dar a beber una papilla de carbón activado y agua y proporcionar asistencia médica.
DERRAMAS Y FUGAS	ALMACENAMIENTO	ENVASADO Y ETIQUETADO	
Ventilar. Recoger el líquido procedente de la fuga en recipientes tapados, absorber el líquido residual en arena o absorbente inerte y trasladarlo a un lugar seguro. NO verterlo al alcantarillado, (Protección personal adicional: respirador de filtro para vapores orgánicos).	A prueba de incendio. Separado de oxidantes fuertes.	símbolo F símbolo Xn R: 11-20 S: (2-)16-24/25-29 Clasificación de Peligros NU: 3 Grupo de Envasado NU: II CE:	
 			
VEASE AL DORSO INFORMACION IMPORTANTE			
ICSC: 0268			
<small>Preparada en el Contexto de Cooperación entre el IPCS y la Comisión de las Comunidades Europeas © CCE, IPCS, 1994</small>			

Fichas Internacionales de Seguridad Química

ETILBENCENO

ICSC: 0268

D A T O S I M P O R T A N T E S	<p>ESTADO FISICO; ASPECTO Líquido incoloro, de olor aromático.</p> <p>PELIGROS FISICOS El vapor se mezcla bien con el aire, formándose fácilmente mezclas explosivas. Como resultado del flujo, agitación, etc., se pueden generar cargas electrostáticas.</p> <p>PELIGROS QUIMICOS Reacciona con fuerte oxidantes. Ataca al plástico y al caucho.</p> <p>LIMITES DE EXPOSICION TLV (como TWA): 100 ppm; 434 mg/m³ (ACGIH 1995-1996). TLV (como STEL): 125 ppm; 543 mg/m³ (ACGIH 1995-1996). MAK: 100 ppm; 440 mg/m³ (piel) (1996).</p>	<p>VIAS DE EXPOSICION La sustancia se puede absorber por inhalación del vapor, a través de la piel y por ingestión.</p> <p>RIESGO DE INHALACION Por evaporación de esta sustancia a 20°C se puede alcanzar bastante lentamente una concentración nociva en el aire.</p> <p>EFFECTOS DE EXPOSICION DE CORTA DURACION La sustancia irrita los ojos, la piel y el tracto respiratorio. La ingestión del líquido puede dar lugar a la aspiración del mismo por los pulmones y la consiguiente neumonitis química. La sustancia puede causar efectos en el sistema nervioso central. La exposición por encima del LEL podría causar disminución de la consciencia.</p> <p>EFFECTOS DE EXPOSICION PROLONGADA O REPETIDA El contacto prolongado o repetido con la piel puede producir dermatitis.</p>
PROPIEDADES FISICAS	<p>Punto de ebullición: 136°C Punto de fusión: -95°C Densidad relativa (agua = 1): 0.9 Solubilidad en agua, g/100 ml a 20°C: 0.015 Presión de vapor, kPa a 20°C: 0.9 Densidad relativa de vapor (aire = 1): 3.7</p>	<p>Densidad relativa de la mezcla vapor/aire a 20°C (aire = 1): 1.02 Punto de inflamación: 18°C (c.c.) Temperatura de autoignición: 432°C Límites de explosividad, % en volumen en el aire: 1.0-6.7 Coeficiente de reparto octanol/agua como log Pow: 3.2</p>
DATOS AMBIENTALES	La sustancia es nociva para los organismos acuáticos.	
NOTAS		
La alerta por el olor es insuficiente.		
Ficha de emergencia de transporte (Transport Emergency Card): TEC (R)-522 Código NFPA: H 2; F 3; R 0;		
INFORMACION ADICIONAL		
FISQ: 4-107 ETILBENCENO		
ICSC: 0268		ETILBENCENO
© CCE, IPCS, 1994		
NOTA LEGAL IMPORTANTE:	Ni la CCE ni la IPCS ni sus representantes son responsables del posible uso de esta información. Esta ficha contiene la opinión colectiva del Comité Internacional de Expertos del IPCS y es independiente de requisitos legales. La versión española incluye el etiquetado asignado por la clasificación europea, actualizado a la vigésima adaptación de la Directiva 67/548/CEE traspuesta a la legislación española por el Real Decreto 363/95 (BOE 5.6.95).	

Fichas Internacionales de Seguridad Química

m-XILENO

ICSC: 0085

			
m-XILENO 1,3-Dimetilbenceno m-Xilol $C_6H_4(CH_3)_2$ / C_8H_{10} Masa molecular: 106.2			
Nº CAS 108-38-3 Nº RTECS ZE2275000 Nº ICSC 0085 Nº NU 1307 Nº CE 601-022-00-9			
			
TIPOS DE PELIGRO/ EXPOSICION	PELIGROS/ SINTOMAS AGUDOS	PREVENCION	PRIMEROS AUXILIOS/ LUCHA CONTRA INCENDIOS
INCENDIO	Inflamable.	Evitar las llamas, NO producir chispas y NO fumar.	Polvo, AFFF, espuma, dióxido de carbono.
EXPLOSION	Por encima de 27°C: pueden formarse mezclas explosivas vapor/aire.	Por encima de 27°C: sistema cerrado, ventilación y equipo eléctrico a prueba de explosión.	En caso de incendio: mantener fríos los bidones y demás instalaciones rociando con agua.
EXPOSICION		¡HIGIENE ESTRICTA!	
• INHALACION	Vértigo, somnolencia, dolor de cabeza, pérdida del conocimiento.	Ventilación, extracción localizada o protección respiratoria.	Aire limpio, reposo, respiración artificial si estuviera indicada y proporcionar asistencia médica.
• PIEL	Piel seca, enrojecimiento.	Guantes protectores.	Quitar las ropas contaminadas, aclarar y lavar la piel con agua y jabón.
• OJOS	Enrojecimiento, dolor.	Gafas de protección de seguridad.	Enjuagar con agua abundante durante varios minutos (quitar las lentes de contacto si puede hacerse con facilidad) y proporcionar asistencia médica.
• INGESTION	Sensación de quemazón, dolor abdominal (para mayor información, véase Inhalación).	No comer, ni beber, ni fumar durante el trabajo.	Enjuagar la boca, dar a beber una papilla de carbón activado y agua, NO provocar el vómito y proporcionar asistencia médica.
DERRAMAS Y FUGAS	ALMACENAMIENTO	ENVASADO Y ETIQUETADO	
Recoger, en la medida de lo posible, el líquido que se derrama y el ya derramado en recipientes precintables, absorber el líquido residual en arena o absorbente inerte y trasladarlo a un lugar seguro. NO permitir que este producto químico se incorpore al ambiente.	A prueba de incendio. Separado de oxidantes fuertes.	símbolo Xn R: 10-20/21-38 S: (2)-25 Clasificación de Peligros NU: 3 Grupo de Envasado NU: II/III CE:	
			
VEASE AL DORSO INFORMACION IMPORTANTE			
ICSC: 0085			
<small>Preparada en el Contexto de Cooperación entre el IPCS y la Comisión de las Comunidades Europeas © CCE, IPCS, 1994</small>			

Fichas Internacionales de Seguridad Química

m-XILENO

ICSC: 0085

D A T O S I M P O R T A N T E S	ESTADO FISICO; ASPECTO Líquido incoloro, de olor característico.	VIAS DE EXPOSICION La sustancia se puede absorber por inhalación, a través de la piel y por ingestión.
	PELIGROS FISICOS Como resultado del flujo, agitación, etc., se pueden generar cargas electrostáticas.	RIESGO DE INHALACION Por evaporación de esta sustancia a 20°C se puede alcanzar bastante lentamente una concentración nociva en el aire.
	PELIGROS QUIMICOS Reacciona violentamente con oxidantes fuertes tales como el ácido nítrico.	EFECTOS DE EXPOSICION DE CORTA DURACION La sustancia irrita los ojos. La exposición por encima del LEL puede producir depresión del sistema nervioso central, pérdida del conocimiento y muerte.
	LIMITES DE EXPOSICION TLV (como TWA): 100 ppm; 434 mg/m ³ (ACGIH 1995-1996). TLV (como STEL): 150 ppm; 651 mg/m ³ (ACGIH 1995-1996). MAK: 100 ppm; 440 mg/m ³ (1996).	EFECTOS DE EXPOSICION PROLONGADA O REPETIDA El líquido desengrasa la piel. La sustancia puede afectar al sistema nervioso central, dando lugar a dificultades para mantener la atención. La experimentación animal muestra que esta sustancia posiblemente cause efectos tóxicos en la reproducción humana.
PROPIEDADES FISICAS	Punto de ebullición: 139°C Punto de fusión: -48°C Densidad relativa (agua = 1): 0.86 Solubilidad en agua: Ninguna Presión de vapor, kPa a 20°C: 0.8 Densidad relativa de vapor (aire = 1): 3.7	Densidad relativa de la mezcla vapor/aire a 20°C (aire = 1): 1.02 Punto de inflamación: 27°C (c.c.) Temperatura de autoignición: 527°C Límites de explosividad, % en volumen en el aire: 1.1-7.0 Coeficiente de reparto octanol/agua como log Pow: 3.20
DATOS AMBIENTALES	Esta sustancia puede ser peligrosa para el ambiente; debería prestarse atención especial a los peces y crustáceos.	
NOTAS		
Está indicado examen médico periódico dependiendo del grado de exposición. Aplicar también las recomendaciones de esta ficha a xileno de grado técnico. Consultar también la ficha del o- y p-xileno.		
Código NFPA: H 2; F 3; R 0;		
INFORMACION ADICIONAL		
FISQ: 4-197 m-XILENO		
ICSC: 0085		m-XILENO
© CCE, IPCS, 1994		
NOTA LEGAL IMPORTANTE:	Ni la CCE ni la IPCS ni sus representantes son responsables del posible uso de esta información. Esta ficha contiene la opinión colectiva del Comité Internacional de Expertos del IPCS y es independiente de requisitos legales. La versión española incluye el etiquetado asignado por la clasificación europea, actualizado a la vigésima adaptación de la Directiva 67/548/CEE traspuesta a la legislación española por el Real Decreto 363/95 (BOE 5.6.95).	

Tabla A.1. Datos de Calor de Absorción (BTU / Lb H₂S) Obtenidos para Variaciones de la Carga de H₂S (mol H₂S/ mol Amina) por HYSYS 3.1.

DEA									
20,6 %		35,4 %				49,8 %			
80 °F y 162,6 Psia.		162,6 Psia				80 °F			
		80 °F		120 °F		162,6 Psia		300 Psia	
Carga	Calor de Absorción	Carga	Calor de Absorción	Carga	Calor de Absorción	Carga	Calor de Absorción	Carga	Calor de Absorción
0,050	568	0,072	565	0,0720	564,2	0,020	566	0,020	568
0,100	566	0,144	571	0,1151	564,9	0,061	568	0,050	568
0,150	566	0,173	564	0,1727	568,4	0,101	567	0,100	567
0,201	566	0,230	562	0,2879	568,4	0,162	568	0,150	567
0,251	566	0,345	564	0,3598	569,8	0,202	568	0,200	568
0,301	566	0,403	564	0,4318	569,5	0,242	568	0,251	568
0,401	565	0,464	564	0,5037	571,3	0,323	569	0,281	568
0,501	565	0,547	565	0,5757	572,3	0,404	569	0,301	568
0,602	563	0,633	565	0,7196	572,3	0,505	570	0,321	568
0,702	561	0,720	563	0,8060	569,7	0,606	571	0,351	567
0,802	553	0,748	562	0,8636	566,7	0,707	571	0,401	567
0,902	546	0,806	559	0,9355	561,0	0,757	570	0,440	567
1,003	534	0,864	556	1,0075	552,0	-	-	0,501	568
-	-	0,921	551	-	-	-	-	0,602	568
-	-	0,979	544	-	-	-	-	0,703	567
-	-	-	-	-	-	-	-	0,753	565
-	-	-	-	-	-	-	-	0,803	563
-	-	-	-	-	-	-	-	0,854	560
-	-	-	-	-	-	-	-	0,908	555
-	-	-	-	-	-	-	-	0,959	549

Tabla A.2. Datos de Calor de Absorción (BTU / Lb H₂S) Obtenidos para Variaciones de la Carga de H₂S (mol H₂S/ mol Amina) por HYSYS 3.1.

MDEA					
20, %		35, %			
80 °F y 162,6 Psia		80 °F			
		22,6 Psia		162,6 Psia	
Carga	Calor de Absorción	Carga	Calor de Absorción	Carga	Calor de Absorción
0,025	569	0,199	121	0,028	292
0,050	284	0,273	197	0,057	348
0,075	192	0,350	241	0,114	375
0,100	144	0,407	261	0,171	385
0,150	366	0,453	273	0,228	389
0,200	373	0,493	281	0,285	392
0,251	380	0,527	286	0,342	394
0,301	383	0,560	288	0,398	395
0,351	386	0,586	291	0,455	395
0,401	388	0,609	293	0,512	394
0,451	389	0,650	295	0,569	392
0,501	388	0,199	121	0,626	391
0,551	388	-	-	0,683	389
0,601	387	-	-	0,028	292
0,651	386	-	-	-	-
0,702	384	-	-	-	-
0,752	382	-	-	-	-
0,802	380	-	-	-	-

Tabla A.3. Datos de Calor de Absorción (BTU / Lb CO₂) Obtenidos para Variaciones de la Carga de CO₂ (mol CO₂/ mol Amina) por HYSYS 3.1.

DEA							
20,6 %				35,4%			
80 °F				162,6 Psia			
162,6 Psia		300 Psia		80 °F		120 °F	
Carga	Calor de Absorción	Carga	Calor de Absorción	Carga	Calor de Absorción	Carga	Calor de Absorción
0,106	222	0,1367	766,4	0,072	779	0,072	778
0,143	745	0,1825	762,4	0,143	773	0,115	777
0,179	746	0,2285	755,5	0,214	763	0,173	771
0,215	745	0,2745	746,1	0,285	749	0,230	763
0,251	740	0,3205	734,0	0,355	728	0,288	752
0,287	733	0,3664	719,4	0,422	706	0,317	744
0,322	725	0,4119	704,0	0,487	684	0,345	736
0,358	715	0,4569	688,9	0,543	666	0,374	727
0,393	704	0,5008	674,4	0,587	652	0,402	718
0,427	694	0,5420	660,8	0,621	642	0,431	709
0,460	682	0,5776	649,4	0,649	634	0,459	700
0,492	672	0,6026	641,3	0,670	626	0,511	684
0,521	663	0,6173	636,6	0,682	624	0,551	672
0,547	655	0,6271	635,3	0,704	615	0,579	664
0,569	648	0,6526	627,5	0,723	614	0,592	660
0,585	643	0,6710	618,5	-	-	0,602	658
0,598	638	0,6912	611,9	-	-	0,072	778
0,607	636	0,7137	608,4	-	-	-	-
0,615	634	0,7302	603,3	-	-	-	-

Tabla A.4. Datos de Calor de Absorción (BTU / Lb CO₂) Obtenidos para Variaciones de la Carga de CO₂ (mol CO₂/ mol Amina) por HYSYS 3.1.

MDEA					
20 %		40%			
80 °F y 162,6 Psia		162.6 Psia			
		80 °F		170 °F	
Carga	Calor de Absorción	Carga	Calor de Absorción	Carga	Calor de Absorción
0,070	496	0,060	101	0,202	128
0,087	513	0,093	551	0,219	159
0,105	524	0,126	558	0,236	183
0,122	532	0,159	562	0,252	202
0,139	538	0,201	564	0,267	217
0,157	541	0,245	564	0,284	232
0,174	545	0,288	564	0,301	245
0,209	550	0,331	563	0,316	256
0,243	553	0,410	561	0,331	263
0,278	555	0,470	558	0,359	276
0,312	552	0,505	555	0,384	286
0,346	553	0,524	554	0,408	293
0,413	551	0,537	552	0,430	298
0,479	552	0,549	551	0,470	303
0,542	548	0,570	549	0,506	305
0,602	545	0,596	546	0,539	305
0,657	540	0,625	542	0,595	301
0,707	536	0,654	539	0,644	292
0,751	532	0,684	536	0,683	282

Tabla A.5. Datos de Solubilidad (PCN/galón de Amina) Obtenidos para Variaciones de la Carga de H₂S (mol H₂S / mol Amina) por HYSYS 3.1.

H₂S en 35,4% DEA a 80°F y 162.6 Psia			
Carga	Solubilidad BTEX	Solubilidad VOC	Solubilidad Benceno
0	0,001349	0,032262	0,001173
0,0479	0,001253	0,031218	0,001085
0,0959	0,001169	0,030253	0,001007
0,1438	0,001093	0,029344	0,000936
0,1918	0,001024	0,028486	0,000872
0,2877	0,000905	0,026905	0,000761
0,3836	0,00081	0,025484	0,00067
0,4795	0,000732	0,024171	0,000594
0,5754	0,000666	0,022934	0,000529
0,6714	0,000611	0,021969	0,000473
0,7673	0,000561	0,020686	0,000423

Tabla A.6. Datos de Solubilidad (PCN/galón de Amina) Obtenidos para Variaciones de la Carga de H₂S (mol H₂S / mol Amina) por HYSYS 3.1.

H₂S en 35,4% DEA a 80°F y 300 Psia			
Carga	Solubilidad BTEX	Solubilidad VOC	Solubilidad Benceno
0	0,002253	0,057571	0,001852
0,048	0,002098	0,055805	0,001718
0,0959	0,001957	0,054149	0,001597
0,1919	0,001717	0,051138	0,001389
0,2878	0,00152	0,048448	0,001218
0,3838	0,001363	0,046041	0,001077
0,4797	0,001234	0,043841	0,000959
0,5757	0,001127	0,041792	0,000858
0,6716	0,001036	0,040276	0,000772
0,7676	0,000957	0,038251	0,000697
0,8635	0,000884	0,03613	0,000629

Tabla A.7. Datos de Solubilidad (PCN/galón de Amina) Obtenidos para Variaciones de la Carga de H₂S (mol H₂S / mol Amina) por HYSYS 3.1.

H ₂ S en 35,4% DEA a 120°F y 300 Psia			
Carga	Solubilidad BTEX	Solubilidad VOC	Solubilidad Benceno
0	0,001239	0,044958	0,000952
0,048	0,001184	0,043896	0,0009
0,096	0,001134	0,043419	0,000853
0,1919	0,001049	0,041386	0,000769
0,2878	0,000978	0,039581	0,000697
0,3838	0,000919	0,037968	0,000636
0,4797	0,000869	0,036488	0,000582
0,5757	0,000827	0,035084	0,000533
0,6716	0,000788	0,033672	0,000489
0,7196	0,000769	0,032919	0,000467
0,7412	0,000761	0,032619	0,000462
0,7733	0,00075	0,032171	0,000458
0,8249	0,00073	0,03132	0,000449
0,8704	0,000705	0,030327	0,00044
0,9286	0,000667	0,02872	0,000424

Tabla A.8. Datos de Solubilidad (PCN/galón de Amina) Obtenidos para Variaciones de la Carga de H₂S (mol H₂S / mol Amina) por HYSYS 3.1.

H ₂ S en 20,6% DEA a 120°F y 300 Psia			
Carga	Solubilidad BTEX	Solubilidad VOC	Solubilidad Benceno
0	0,001432	0,00005202	0,0011
0,0836	0,001372	0,050842	0,001043
0,1671	0,001317	0,050334	0,000991
0,2507	0,001266	0,04914	0,000942
0,3342	0,001219	0,048004	0,000896
0,4178	0,001176	0,046915	0,000854
0,5014	0,001139	0,045961	0,000816
0,5849	0,001101	0,04492	0,000778
0,6685	0,001064	0,043845	0,000741
0,752	0,001026	0,042677	0,000705

Tabla A.9. Datos de Solubilidad (PCN/galón de Amina) Obtenidos para Variaciones de la Carga de H₂S (mol H₂S / mol Amina) por HYSYS 3.1.

H₂S en 35 % MDEA a 80°F y 162,6 Psia			
Carga	Solubilidad BTEX	Solubilidad VOC	Solubilidad Benceno
0	0,000826	0,024542	0,001776
0,056	0,000789	0,023988	0,001723
0,1119	0,000756	0,023773	0,001664
0,2239	0,000696	0,022643	0,001567
0,3358	0,000644	0,021574	0,001478
0,4478	0,000598	0,020541	0,001394
0,5272	0,000573	0,019897	0,001344
0,6094	0,000556	0,019312	0,001305

Tabla A.10. Datos de Solubilidad (PCN/galón de Amina) Obtenidos para Variaciones de la Carga de CO₂ (mol CO₂ / mol Amina) por HYSYS 3.1.

CO₂ en 20,6 % DEA a 80°F y 162,6 Psia							
carga	Solubilidad Benceno	Solubilidad Tolueno	Solubilidad Etilbenceno	Solubilidad Xileno	Solubilidad C₁	Solubilidad C₂	Solubilidad C₃
0	0,001555	0,000146	0,001403	0,000107	0,012536	0,015672	0,011408
0,0748	0,00138	0,000147	0,001218	0,000108	0,012035	0,014372	0,010617
0,15	0,001233	0,000148	0,001065	0,000109	0,011572	0,013277	0,009934
0,3007	0,001012	0,000149	0,000842	0,00011	0,010777	0,011603	0,008857
0,4484	0,000869	0,000154	0,000703	0,000114	0,010158	0,010474	0,008106
0,572	0,000783	0,000158	0,000621	0,000118	0,009701	0,009744	0,007605
0,6182	0,000756	0,000157	0,000597	0,000117	0,009477	0,009468	0,007405

Tabla A.11. Datos de Solubilidad (PCN/galón de Amina) Obtenidos para Variaciones de la Carga de H₂S (mol H₂S / mol Amina) por HYSYS 3.1.

H ₂ S en 20,6 % DEA a 80°F y 162,6 Psia							
carga	Solubilidad Benceno	Solubilidad Tolueno	Solubilidad Etilbenceno	Solubilidad Xileno	Solubilidad C ₁	Solubilidad C ₂	Solubilidad C ₃
0	0,001555	0,000146	0,001403	0,000107	0,012536	0,015672	0,011408
0,0836	0,001442	0,000147	0,001282	0,000108	0,012215	0,014823	0,010893
0,1671	0,00134	0,000147	0,001175	0,000108	0,011907	0,01406	0,010422
0,3342	0,001163	0,000148	0,000993	0,000109	0,011326	0,012737	0,009587
0,4178	0,001087	0,000148	0,000915	0,000109	0,01105	0,012157	0,009213
0,5013	0,001018	0,000148	0,000847	0,00011	0,010792	0,011635	0,008873
0,5849	0,000954	0,000149	0,000784	0,00011	0,010524	0,011133	0,008541
0,6685	0,000894	0,000151	0,000726	0,000112	0,010251	0,010657	0,00822
0,752	0,000839	0,000153	0,000674	0,000114	0,00996	0,010192	0,007901

Tabla A.12. Datos de Solubilidad (PCN/galón de Amina) Obtenidos para Variaciones de la Carga de H₂S (mol H₂S / mol Amina) por HYSYS 3.1.

H ₂ S en 49,8 % DEA a 80°F y 162,6 Psia							
carga	Solubilidad Benceno	Solubilidad Tolueno	Solubilidad Etilbenceno	Solubilidad Xileno	Solubilidad C ₁	Solubilidad C ₂	Solubilidad C ₃
0	0,001137	0,000106	0,001027	0,000078	0,009134	0,01144	0,008322
0,0337	0,001046	0,000107	0,00093	0,000078	0,00888	0,010762	0,007911
0,101	0,000892	0,000108	0,000769	0,000079	0,008408	0,009616	0,007199
0,2019	0,000715	0,000109	0,00059	0,00008	0,007775	0,00828	0,006338
0,3029	0,000584	0,000116	0,000463	0,000087	0,007215	0,007254	0,005652
0,4038	0,000486	0,000125	0,000372	0,000093	0,006829	0,006394	0,005067
0,5048	0,00041	0,000134	0,000303	0,000101	0,006301	0,005786	0,004585
0,6057	0,000348	0,000143	0,00025	0,000108	0,005815	0,008281	0,004167
0,7634	0,000313	0,000133	0,000224	0,000101	0,005287	0,004799	0,003785

Tabla A.13. Datos de Solubilidad (PCN/galón de Amina) Obtenidos para Variaciones de la Carga de H₂S (mol H₂S / mol Amina) por HYSYS 3.1.

H ₂ S en 20 % MDEA a 80°F y 162,6 Psia							
carga	Solubilidad Benceno	Solubilidad Tolueno	Solubilidad Etilbenceno	Solubilidad Xileno	Solubilidad C ₁	Solubilidad C ₂	Solubilidad C ₃
0	0,001542	0,000145	0,001391	0,000106	0,012423	0,015533	0,011306
0,0986	0,001437	0,000145	0,00128	0,000107	0,012124	0,014749	0,01083
0,1971	0,001341	0,000146	0,001179	0,000107	0,011833	0,014032	0,010387
0,2957	0,001254	0,000146	0,001088	0,000107	0,011551	0,013374	0,009975
0,3942	0,001173	0,000146	0,001006	0,000108	0,011275	0,012767	0,00959
0,4928	0,001101	0,000146	0,000933	0,000108	0,011009	0,012217	0,009235
0,4928	0,001101	0,000146	0,000933	0,000108	0,011009	0,012217	0,009235

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

TÍTULO	ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA CARGA DE GAS ÁCIDO SOBRE EL CALOR DE ABSORCIÓN DEL H₂S Y CO₂ Y EN LA SOLUBILIDAD DE LOS VOC/BTEX EN SOLUCIONES DE AMINA EN PE-01 (PLANTA DE ENDULZAMIENTO-01).
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Mundaray S, Edgardo A	CVLAC:16844447 E MAIL:edgmundaray@cantv.net
Corvalán O, Claudio P	CVLAC:14381992 E MAIL:corvalancp@hotmail.com

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Endulzamiento del Gas Natural _____

Gas ácido _____

Calor de Absorción _____

Solubilidad de VOC y BTEX _____

Aminas _____

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

El gas natural es una alternativa energética segura, confiable y de gran demanda por el sector industrial, doméstico y comercial. Para la utilización de este recurso es necesario someterlo a un proceso de purificación, es decir, un proceso de endulzamiento con el fin de extraer ciertas impurezas que puede traer el gas desde el yacimiento. Unas de las impurezas más indeseables en el gas natural son los ácidos como H₂S y CO₂, ya que el de no ser removidos, causan problemas de contaminación, corrosión y disminuyen el poder calorífico, lo que afecta la eficiencia de operación en la planta de endulzamiento, por esta razón el gas natural debe ser endulzado ya sea con solventes químicos, físicos, híbridos, entre otros. En este trabajo se describe el proceso de endulzamiento con amina, enfocando como es el impacto de la carga de gas ácido sobre el calor de absorción de H₂S y CO₂ y como se ve afectado por parámetros como la temperatura, el tipo de amina (DEA y MDEA), y la concentración de la solución. También se enfoca la solubilidad de los VOC y BTEX en la solución de amina y como reacciona la solubilidad de estos compuestos con la

variación de presión, temperatura, tipo y concentración de amina y la solubilidad para cada componente, es decir, BENCENO, TOLUENO, ETILBENCENO y XILENO; así como el METANO. Con el conocimiento del efecto de los parámetros antes mencionados sobre la carga de gas ácido, el calor de absorción y la solubilidad; nos permite una acertada toma de decisiones para manipular las variables operacionales y obtener una buena eficiencia del sistema de endulzamiento

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Rondón G. José J.	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	8328657			
	E_MAIL	jjrondon@cantv.net			
	E_MAIL	jjrondon@gmail.com			
Briones C. Mario F.	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	14763145			
	E_MAIL	mbriones@cantv.net			
	E_MAIL				
Fariña G, José G	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	8341732			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Avendaño Isvelia	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	8024255			
	E_MAIL	Isvelia2006@yahoo.com.mx			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2007	08	10
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.monografiadeareadegrado.doc	Aplicación/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H
I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u
v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Químico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre-Grado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería Química

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De Acuerdo Con El Artículo 44 Del Reglamento De Trabajo De Grado De La Universidad De Oriente: “**LOS TRABAJOS DE GRADO SON PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SOLO PODRÁN SER UTILIZADOS PARA OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, EL CUAL PARTICIPARA AL CONSEJO UNIVERSITARIO**”

Corvalán Claudio

AUTOR

Mundaray Edgardo

AUTOR

José Rondón

TUTOR

Mario Briones

JURADO

Isvelia Avendaño

JURADO

Alexis Cova

POR LA SUBCOMISION DE TESIS