

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA
CURSO ESPECIAL DE GRADO



ESTUDIO CONCEPTUAL DEL PROCESO DE ENDULZAMIENTO DEL
GAS NATURAL EMPLEANDO UNA MEZCLA DE DEA- MDEA.

Realizado por:

ROSELYN GABRIELA MARCANO MUNDARAY
VILMARHYT DEL CARMEN VALERA GARCÍA

Trabajo de Grado presentada ante la Universidad de Oriente como Requisito
Parcial para optar al Título de:

INGENIERO QUÍMICO

Barcelona, Septiembre de 2010.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA
CURSO ESPECIAL DE GRADO



**Estudio Conceptual del proceso de Endulzamiento del gas natural
empleando una mezcla de DEA- MDEA.**

Ing. De Petróleo José Rondón
Asesor Académico

Barcelona, Septiembre de 2010.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA
CURSO ESPECIAL DE GRADO



**Estudio Conceptual del proceso de Endulzamiento del gas natural
empleando una mezcla de DEA- MDEA.**

Ing. Msc José Rondón
Asesor Académico

Ing. Msc Hernán Raven
Jurado principal

Barcelona, Septiembre de 2010.

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de Trabajo de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo notificará al Consejo Universitario.”



DEDICATORIA

A Dios, a mis virgencitas del Valle, del Carmen y a mi San Miguel Arcángel...

A mis padres Mery R. Mundaray de Marcano y José S. Marcano, a mis hermanos Rosangela, Rosandy y José Marcano, y a mi sobrino hermoso José Enrique Moreno.

A todas esas personas que ya no están presente en cuerpo pero de las que siempre están presente e mis recuerdos y mi corazón... Mi abuelo Eulalio Rosales, a mi tía – abuela Rosa Rosales, a maita, tía Norma y a mi Negra...

Y a mí...

Roselyn Marcano

DEDICATORIA

A Dios todo poderoso, sin el nada hubiera sido posible.

A mis padres Vilma García y Omar Valera, son lo más importante en mi vida, este logro también es de ustedes.

A mis hermanos y ahora colegas Luis Miguel y Omar Miguel. LOS QUIERO MUCHO HERMANOS.

A mi abuela Carmen Acacio de García (MAINA), se que desde el cielo nos estas cuidando y nunca nos vas a abandonar. SIEMPRE TE QUERRE.

Vilmarhyt Valera

AGRADECIMIENTOS

Me parece increíble que hoy me encuentre escribiendo estas líneas donde espero resaltar a todas y cada una de las personas que formaron parte de un camino lleno de experiencias, retos, sueños, llanto, lágrimas y risas.

Primero que todo hoy le doy las gracias a Dios por la fortaleza que me a brindado a lo largo de mi carrera. A mis virgencitas del Valle, del Carmen y a mi San Miguel Arcángel los cuales siempre han estado en mis suplicas para los momentos difíciles y en mis agradecimiento para los momentos de felicidad.

Me agradezco a mi misma por siempre tener un yo interior dándome ánimos y fuerzas para seguir adelante y recordarme siempre que tenía un camino que recorrer...

A mis padres Mery R. Mundaray de Marcano y José S. Marcano, agradezco su amor, cariño y comprensión. Son una de las piezas más importante del rompecabezas de mi vida. Cada día que abro mis ojos le doy gracias a Dios por tenerlos conmigo. Gracias por estar siempre para mi y mis hermanos... Hoy es un placer para mí llenarlos de orgullo pues la loquita de la familia Marcano Mundaray es Ing. Químico.

A mis hermanas (os) Rosangela, Rosandy y José Marcano quienes en su momento y a su manera me apoyaron en este camino. A mi hermana Rosandy agradezco por traer la luz a la casa con mi gordo bello José Enrique y a mi hermana Rosangela porque traerá con el favor de Dios otro rayito de luz a la familia que nos llenara a todos de alegría.

A mis dos cuñados Gustavo Moreno y Ronald Torres por querer a mis hermanas y por el granito de arena aportado.

A mi padrino (a) Jorge Barreto, Aena y a tía tukana (Jesús del Carmen) quienes me han brindado su apoyo y cariño en cada momento, gracias por quererme como a una hija.

A Celeste Parejo, Olga Rivas y Carmen Pérez de las cuales siempre e recibido su apoyo y me han extendido su mano todas las veces que me e caído. Las quiero muchísimo ustedes son mas que unas amigas para mi, son mis hermanas.

A Deborah Eljuri, mana quien iba a pensar que después de compartir una copa de vino el día de mi cumple usted se iba a convertir en una de mis amiga incondicional. Eres uno de los mejores regalos que me dio Puerto la Cruz. Le agradezco todo lo que me ha brindado, las noches de compañía por teléfono, las oraciones y velitas que encendió por mí cada vez que me iban a dar una nota, por sus consejos y apoyo.

A mi grupo del 1^{er} semestre: Carlos Barreto, Daniela Benítez, Antonieta Villarroel, Lizbeth Novoa, María Medina e Iván Gonzales. Con ustedes viví momentos inolvidables que forman parte de mis mejores recuerdos... y bueno mana (Daniela) a usted tengo que resaltarla en este grupo pues fueron muchos los almuerzos, noches de desvelos haciéndonos compañía mientras estudiábamos, momentos tristes y alegres; gracias por todo. Anto no te me podías escapar pues me brindaste tu casa y me diste un rinconcito en tu familia (mami Carmen y Egda), mami Carmen siempre llevo conmigo sus buenos consejos.

A mis amigas de Cumaná Andreina López, Mary Osorio, María Flores, Emperatriz Marchan, Johanny Antón, el Puerto es la casa de innumerables momentos que se encuentran marcados en nuestros mejores recuerdos. A todas ustedes muchas

gracias por todo tu apoyo, consejos, por estar hay cada momento en que las e necesitados, por compartir y convivir conmigo.... Las quiero un montón. Y a los que se anexaron luego pero que igual tiene un rinconcito en mi corazón Daniel Sacarias y José Flores.

Le agradezco a dos seres con los cuales e compartido muchísimos momentos y que han marcado esa amistad de liceo con la que siempre puedes contar y compartir a pesar del tiempo y las responsabilidades, por su amistad incondicional muchas gracias Landys Ponce y Sofía Marsella.

A dos hombre que conocí en el puerto de los cuales e recibido su cariño, amistad, apoyo y ayuda incondicional, a mi hermano Rolman y José G. González.

A mis amigos adquiridos durante mis últimos años de estudio Roselyn Fernández, Vilmarhyt Valera, Daniela Suniaga, Carolina Bayeh, a mi pri Richard Dimas y a la integrante más pequeñita Camila Nazaret. Fueron un excelente grupo, tengo que darle las gracias por su apoyo, por tantas horas de estudio y tiempo compartido. Bueno aquí tengo que hacer varios paréntesis, a mi ami y tocaya Rose es el más vivo ejemplo de esas amistades que nacen de tener un bien en común y que poco a poco van creciendo, a mi compañera de lucha (Vilma) con la que e tenido la dicha de compartir tantas cosas y la cual forma parte de este ultimo escalón, gracias por todos los momentos buenos y los no tan buenos que tuvimos en nuestras áreas de grado. Los quiero mucho son de los amigos que marcan su huella y con los que siempre se puede contar.

A mi grupos de áreas por la muestra de compañerismo y de unión.

A mi profe Hernan Raven por la ayuda brindada... y por aceptarme como su karma.

Muchas gracias a todos... los quiero.

Roselyn Marcano

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar a DIOS, gracias por todo lo maravilloso que me has dado y por acompañarme siempre en cada paso a lo largo de mi vida. GRACIAS SEÑOR

A mis padres, Vilma García y Omar Valera, gracias por haberme apoyado siempre y por haber creído en mí en momentos en los cuales ni yo misma creía poder lograrlo, por todos los sacrificios que han hecho para complacerme en todo y darme siempre lo mejor (pronto el cochinito comenzará a producir mami). LOS AMO

A mis hermanos Luis Miguel y Omar Miguel, gracias por ser un ejemplo a seguir y ser el vivo ejemplo de que cuando se quiere se puede. LOS ADORO

A mi familia, en especial a mis tíos Alberto García y Nelly García por siempre estar pendiente de mí y a mi tía María Esther Valera por su disposición y creatividad.

A Diego Albornoz, gracias por haber estado conmigo siempre que te necesite, por haberme ayudado en todo momento y aguantado tantas malcriadeces, TQM cielo.

A Daniela Suniaga, por su apoyo (mutuo) a lo largo de toda mi estadía en la UDO y todos los momentos que vivimos juntas, se te quiere un mundo Dani.

A mi compañera de áreas Roselyn Marcano, por haber aguantado mi mal genio (provocado por el estrés) y por haber sido una EXCELENTE compañera de monografía, se te aprecia compi.

A mis compañeros de áreas, en especial a Carolina Bayeh por su apoyo. Excelente grupo chic@s

Y a todas aquellas personas, que de alguna u otra manera colocaron su granito de arena para que haya logrado esta meta tan importante en mi vida.

A TODOS MIL GRACIAS

Vilmarhyt Valera

RESUMEN

El gas proveniente de un yacimiento posee una serie de contaminantes tales como H_2S , CO_2 , N_2 , He y vapor de agua, todos ellos deben ser removidos del mismo, por tal motivo este debe ser tratado. El proceso de endulzamiento del gas natural se realiza con fin de remover los componentes ácidos del gas (H_2S y CO_2), empleando solventes químicos como las alcanolaminas. En este estudio se utilizó como herramienta el simulador de procesos hysys 3.2 para simular una planta típica de endulzamiento con una mezcla de alcanolaminas (metildietanolamina MDEA y dietanolamina DEA). Con tal fin se procedió a especificar una corriente típica de gas natural que contara con concentraciones considerables de gases ácidos ($CO_2 = 5,0491\%$ y $H_2S = 8,11ppm$). Una vez definida las variables y condiciones de operación de la corriente de gas y de amina, se realizó el montaje de la planta de endulzamiento, simulando la misma con cada una de las aminas a diferentes flujos y concentraciones. En la corrida con DEA se visualizó un decrecimiento de la fracción molar de CO_2 en la corriente de gas dulce saliente del absorbedor, pero a medida que se aumentó la tasa de flujo de la amina la eficiencia de la misma decreció puesto que la fracción de CO_2 en el gas dulce aumentaba. En la corrida con la MDEA se pudo observar que para altos flujos de amina la concentración de CO_2 en el gas dulce disminuía, a pesar de estos resultados no es factible aumentar el flujo, debido a que cada planta posee un máximo galonaje establecido en el momento de su diseño y superarlo puede traer graves problemas operacionales. Por los motivos antes planteados se estudio el empleo de una mezcla de dichas alcanolamina en la planta de endulzamiento. Para ello se realizaron varias corridas a diferentes porcentajes en peso de la mezcla y a diferentes tasas de circulación de la amina pobre, con el propósito de observar el comportamiento de la planta e identificar la combinación en peso que como resultado el menor contenido posible de contaminantes ácidos. Obteniéndose como mejor combinación la conformada por 20% MDEA y 30% DEA.

INDICE DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN	IV
DEDICATORIA	V
DEDICATORIA	VI
AGRADECIMIENTOS	VII
AGRADECIMIENTOS	X
RESUMEN	XII
INDICE DE CONTENIDO	XIII
LISTA DE FIGURAS	XVII
LISTA DE TABLAS	XIX
CAPÍTULO I	21
1.1 INTRODUCCIÓN	21
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	23
1.3 OBJETIVOS	25
1.3.1 Objetivo General:	25
1.3.2 Objetivos Específicos:	25
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	26
2.1 GAS NATURAL	26
2.1.1 Composición del gas natural	26
2.1.2 Gases ácidos	27
2.1.3 Tratamiento del gas natural	28
2.2 TIPOS DE CONTAMINANTES	30
2.2.1 Razones para remover los contaminantes del gas natural	30
2.3 PROCESO DE ENDULZAMIENTO O DESACIDIFICACIÓN	31
2.3.1 Absorción	32
2.3.1.1 Proceso de Absorción con Solventes Químicos	33
2.3.1.1.1 La monoetanolamina (MEA)	34
2.3.1.1.2 La Dietanolamina (DEA)	35

2.3.1.1.3 La Metildietanolamina (MDEA)	36
2.3.1.1.4 La Trietanolamina (TEA)	36
2.3.1.2 Proceso de Absorción con Solventes Físicos	38
2.3.1.3 Proceso de Absorción con Solventes Híbridos o Mixtos	39
2.3.2 Adsorción.....	40
2.3.3 Conversión directa.....	41
2.4 CONSIDERACIONES GENERALES EN EL PROCESO DE ENDULZAMIENTO DE GAS	42
2.4.1. Impurezas con el gas de alimentación	42
2.4.2 Concentración de CO ₂ a ser removido	42
2.4.3. Especificaciones del gas tratado	43
2.4.4. Corrosión	43
2.4.5. Formación de espuma	45
2.4.6 Materiales de construcción	46
2.5 FACTORES A CONSIDERAR EN LA SELECCIÓN DEL PROCESO DE ENDULZAMIENTO DEL GAS	47
2.6 PRINCIPALES EQUIPOS DE UNA PLANTA DE ENDULZAMIENTO QUE TRABAJA CON AMINAS	48
2.6.1 Un separador de entrada	49
2.6.2 El absorbedor o contactor	50
2.6.3 Tanque de venteo o flash tank	50
2.6.4 Intercambiador de Calor Amina- Amina	50
2.6.5 Regenerador.....	51
2.6.6 Bomba de la solución pobre	51
2.6.7 Enfriador de la solución pobre.....	52
2.7 PRINCIPALES PARÁMETROS PARA CONTROLAR UNA PLANTA DE ENDULZAMIENTO CON AMINAS.....	52
2.7.1Parámetros fijos:	52
2.7.1.1Presión	52

2.7.1.2 Número de platos.....	53
2.7.1.3 Temperatura.....	53
2.7.2 Parámetros controlables.....	53
2.7.2.1 Tasa de circulación de la solución de amina	53
2.7.2.2 Concentración y tipo de solución de amina.....	54
2.8. SIMULADORES DE PROCESO	55
2.8.1 HYSYS	55
2.8.2 ASPEN PLUS.....	58
2.8.3 CHEMCAD	58
2.8.4 PRO/II.....	59
CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO	60
3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	60
3.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES OPERACIONALES DE LA CORRIENTE DE ALIMENTACIÓN DEL GAS NATURAL	60
3.3 REALIZACIÓN DE LA SIMULACIÓN DE UNA PLANTA DE ENDULZAMIENTO CON CADA UNA DE LAS AMINAS DEA Y MDEA.	61
3.3.1 Descripción del proceso de endulzamiento del gas natural con amina.	61
3.3.1.1 Construcción de una planta de endulzamiento empleando el simulador de proceso HYSYS 3.2.	62
3.3.2 Descripción de una planta de endulzamiento	66
3.3.3 Estudio de una planta de endulzamiento.	67
3.3.4.1 Empleando dietanolamina (DEA).	68
3.3.4.2 Empleando metildietanolamina (MDEA).....	70
3.4 DETERMINACIÓN DE LA MEJOR COMPOSICIÓN EN PESO DE LA MEZCLA DE AMINA DEA- MDEA, MEDIANTE LA SIMULACIÓN DEL PROCESO A DIFERENTES CONCENTRACIONES DE LA MISMA.....	71
CAPÍTULO IV:	75
ANÁLISIS DE RESULTADO, CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES .	75

4.1 Discusión de resultado.....	75
4.1.1 Identificar las variables operacionales de la corriente de alimentación del gas natural.	75
4.1.2 Realizar una simulación de la planta de endulzamiento con cada una de las aminas DEA y MDEA.	76
4.1.2.1 Empleando dietanolamina (DEA).	76
4.1.2.2 Empleando metildietanolamina (MDEA).	79
4.1.3 Determinar la mejor composición en peso de la mezcla de amina DEA - MDEA, mediante la simulación del proceso a diferentes concentraciones de la misma.	81
4.2 CONCLUSIONES.....	88
4.3 RECOMENDACIONES	89
BIBLIOGRAFÍA	90
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO ; Error!	

Marcador no definido.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Tratamiento del gas natural.....	29
Figura 2.2 Endulzamiento del gas natural.....	32
Figura 2.3 Esquema de proceso tradicional de una planta de amina.....	49
Figura 3.1 Definición de un nuevo caso en Hysys en su versión 3.2.....	62
Figura 3.2 Selección de los componentes mediante el "Component list view".....	63
Figura 3.3 Selección de paquete de fluido.....	63
Figura 3.4 Pantalla para la construcción del diagrama de proceso y pantalla de equipos.....	64
Figura 3.5 Selección de los equipos y corriente de materia.....	65
Figura 3.6 Ventana de condiciones para especificar una corriente.....	65
Figura 3.7 Imagen de una corriente y equipo definido.....	66
Figura 3.8 Diagrama de flujo de una planta de endulzamiento.....	68
Figura 4.1 Comportamiento de la fracción molar de CO ₂ en el gas dulce a diferentes flujos de amina.....	77
Figura 4.2 Comportamiento de los ppm de H ₂ S en el gas dulce a diferentes flujos de amina.....	78
Figura 4.3 Efecto de la tasa de circulación de amina (DEA) a la potencia de la torre regeneradora.....	79
Figura 4.4 Comportamiento de la fracción molar de CO ₂ en el gas dulce a diferentes flujos de amina.....	80
Figura 4.5 Efecto de la tasa de circulación de amina (MDEA) a la potencia de la torre regeneradora.....	81
Figura 4.6 Efecto de diferentes porcentajes de la mezcla de aminas a la cantidad de CO ₂ del gas dulce para diversas de tasas de circulación.....	83

Figura 4.7 Efecto de diferentes porcentajes de la mezcla de aminas a la cantidad de H ₂ S del gas dulce para diversas de tasas de circulación.....	84
Figura 4.8 Comparación del comportamiento del contenido de CO ₂ en presencia de DEA y de la mezcla.....	85
Figura 4.9 Comparación del comportamiento del contenido de CO ₂ en presencia de MDEA y de la mezcla.....	85
Figura 4.10 Efecto de la tasa de circulación de amina (DEA-MDEA) en la temperatura de la mezcla a la salida de la torre regeneradora.....	86
Figura 4.11 Efecto de la tasa de circulación de amina (DEA-MDEA) en la temperatura del gas a la salida de la torre regeneradora.....	87

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Composición del Gas Natural.....	27
Tabla 2.2 Características de aminas más empleadas en el proceso de endulzamiento	37
Tabla 2.3 Principales procesos comerciales con solventes físicos.....	39
Tabla 2.5 Principales procesos comerciales de conversión directa.....	41
Tabla 2.6 Tipos de Aminas y Rangos de Aplicación que utiliza el Paquete de Aminas	57
Tabla 2.7 Componentes Disponibles con el Paquete de Propiedades de Aminas.....	57
Tabla 3.1 Condiciones de operación de la corriente de gas de alimentación	60
Tabla 3.3 Características y condiciones de operación de los principales equipos de la planta.....	68
Tabla 3.4 Características de las principales corrientes de entrada a la planta.....	69
Tabla 3.5 Características de las principales corrientes de entrada a la planta.....	70
Tabla 3.6 Características de las principales corrientes de la planta con mezcla de amina.....	72
Tabla 3.7 Fracción molar de CO ₂ para diferentes % en peso de la mezcla de aminas MDEA/DEA variando el flujo volumétrico de la misma.....	73
Tabla 4.1 Variables operacionales del gas de alimentación (gas agrio).....	75
Tabla 4.2 Fracción molar de CO ₂ para diferentes % en peso de la mezcla de aminas MDEA/DEA	82

CAPÍTULO I

1.1 INTRODUCCIÓN

La producción de gas en Venezuela viene registrada desde 1918, pero no fue sino hasta 1932 cuando comenzó a utilizarse, esto debido a que era arrojado a la atmósfera porque no había justificación económica para su procesamiento y venta. En la actualidad el gas natural ha logrado insertarse en el mercado energético nacional, lo cual se debe fundamentalmente a su usos en el ámbito energético (termoeléctrica), doméstico, industriales y su uso como combustible para vehículos automotores (gas natural vehicular).

El gas natural puede definirse como una mezcla de hidrocarburos de la serie parafínica formada principalmente por metano (C_1), etano (C_2), propano (C_3), butano (C_4) y más pesados (C_5). Además de los hidrocarburos presentes, puede contener otros gases que merecen atención, debido a que estos pueden ocasionar perturbaciones en las operaciones de manejo, tratamiento y procesamiento industrial del gas, tales como: dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S), nitrógeno (N_2), helio (He), vapor de agua, etc., que normalmente se consideran contaminantes.

El sulfuro de hidrógeno, junto al dióxido carbónico le confiere las propiedades ácidas al gas natural, si estas impurezas se encuentran en cantidades elevadas provocan que el gas tenga que ser tratado en procesos especiales, con el principal objetivo de disminuir la concentración de las sustancias contaminantes, y que el gas se encuentre dentro de los parámetros para ser transportado, en nuestro caso nos regimos por la GPSA que define la calidad del gas como aquel con contiene ≤ 4 ppm, v de (H_2S); $< 3\%$ de (CO_2) y ≤ 7 lb de (H_2O)/ MM PCN; otras razones por la cual se

deben remover los contaminantes del gas natural son: seguridad del proceso que se realiza, control del proceso de corrosión, disminuir los costos del proceso de compresión, satisfacer las normas de gestión ambiental y evitar el envenenamiento de los catalizadores.

En muchos casos hay que tratar el gas natural, a través del proceso de endulzamiento o desacidificación para eliminar estos componentes. En términos generales, se puede decir que la eliminación de compuestos ácidos (H_2S y CO_2) mediante el uso de tecnologías que se basan en sistemas de absorción-agotamiento utilizando un solvente selectivo, donde el componente activo del solvente puede ser una alcanolamina o una solución básica. Entre las alcanolaminas más utilizadas se encuentran: monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA) y metildietanolamina (MDEA).

Con la finalidad de buscar mejoras en el proceso de endulzamiento surge la necesidad de estudiar una combinación de las alcanolamina (dietanolamina (DEA) – metildietanolamina (MDEA)), para ello en este trabajo se utilizara el simulador HYSYS 3.2 con el propósito de evaluar la eficiencia de dicha mezcla en la remoción de gases ácidos de una corriente de gas natural.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos de la serie parafínica formada principalmente por metano (C_1), etano(C_2), propano(C_3), butano(C_4) y más pesados(C_5+), producido por la transformación lenta de materia orgánica animal y vegetal, especialmente de especies marinas microscópicas sepultadas durante millones de años a grandes profundidades. Además puede contener otros gases en cantidades variables, tales como: dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrogeno (H_2S), nitrógeno (N_2), helio (He), vapor de agua, etc., que normalmente se consideran contaminantes.

Al H_2S y CO_2 se le denominan gases ácidos del gas natural, si la presencia de estos compuestos es elevado lo cual le da la denominación del gas amargo al gas natural. El ácido sulfhídrico también conocido como sulfuro de hidrogeno (H_2S) tiene la característica de poseer un desagradable olor y ser muy tóxico. Por su parte el dióxido de carbono (CO_2) es un gas incoloro e inodoro que a bajas concentraciones no es tóxico pero a concentraciones elevadas incrementa las frecuencias respiratorias y puede llegar a producir sofocación. La combinación de H_2S y CO_2 con agua asegura condiciones corrosivas dentro de cualquier instalación provocando serios inconvenientes en el transporte, almacenamiento, fraccionamiento y la utilización final del gas natural. Es por ello que es necesario tratar al gas natural para lograr así la remoción de sus contaminantes; uno de los procesos mas importante es el endulzamiento del gas natural en el cual se lleva acabo la eliminación de los gases ácido por absorción química empleando soluciones acuosas con alcanolamina. Estas son generalmente las mas aceptadas y más usadas que otros solvente existentes en el mercado. Entre las alcanolaminas más utilizadas se encuentran: monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA) y metildietanolamina (MDEA).

Cada amina tiene ventajas y desventajas, la monoetanolamina (MEA) es una amina primaria y la mas reactiva de las alcanolamina, se usa especialmente para bajas

concentraciones de gases ácidos, posee capacidad de absorción de sulfuro de hidrogeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2), es eficiente en procesos donde la presión parcial del gas de entrada es baja, la corrosión y la formación de espuma son sus principales problemas operacionales. En la década del 50 a 60 esta fue sustituida por la dietanolamina (DEA) una amina secundaria, menos reactiva que las aminas primarias, 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 CS_2 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; por otra parte la metildietanolamina (MDEA) es una amina terciaria, menos reactiva que la MEA y DEA, posee elevada eficiencia en la remoción del sulfuro de hidrogeno (H_2S) ante la presencia de dióxido de carbono (CO_2), alta estabilidad térmica y produce menos problemas de corrosión que cualquiera de las aminas primarias y secundarias, su principal desventaja es su costo.

En busca de mejorar la eficiencia en el proceso de endulzamiento nace la necesidad de estudiar combinaciones de dichas aminas (dietanolamina (DEA) – metildietanolamina (MDEA)) con la finalidad de obtener una mayor absorción de gases ácidos; por ello se empleará el simulador de HYSYS 3.2 para evaluar las diferentes concentraciones de dichas mezclas de amina. Este permitirá determinar la concentración más idónea de la mezcla de amina.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General:

Estudiar conceptualmente el proceso de endulzamiento del gas natural empleando una mezcla de DEA –MDEA.

1.3.2 Objetivos Específicos:

Identificar las variables operacionales de la corriente de alimentación del gas natural.

Realizar una simulación de la planta de endulzamiento con cada una de las aminas DEA y MDEA.

Determinar la mejor composición en peso de la mezcla de amina DEA - MDEA, mediante la simulación del proceso a diferentes concentraciones de la misma.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 GAS NATURAL

Es una mezcla de hidrocarburos de la serie parafínica formada principalmente por metano (C_1), etano (C_2), propano (C_3), butano (C_4) y más pesados (C_5+), producido por la transformación lenta de materia orgánica animal y vegetal, especialmente de especies marinas microscópicas sepultadas durante millones de años a grande profundidades. Además puede contener otros gases en cantidades variables, tales como: dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrogeno (H_2S), nitrógeno (N_2), helio (He), vapor de agua, etc., que normalmente se consideran contaminantes.

2.1.1 Composición del gas natural

No existe una composición generalizar del gas natural. Cada gas tiene su propia composición, de hecho dos pozos de un mismo yacimiento pueden tener una composición diferente entre sí. También la composición del gas varia conforme el yacimiento va siendo explotado, es por eso que se deberá hacer un análisis periódico al que es extraído, para adecuar los equipos de procesamiento a la nueva composición y evitar problemas operacionales. En la Tabla 2.1, se muestra la composición del gas natural y el rango de la porción molar con la que se pueden presentar cada una de sus componentes con una corriente cualquiera.

Tabla 2.1 Composición del Gas Natural [5]

	Componentes		Fórmula Química	Rango del % molar
Gas Natural	Combusti- ble y materia prima	Metano	CH ₄	55,00 – 98,00
		Etano	C ₂ H ₆	0,10 – 20,00
		Propano	C ₃ H ₈	0,05 – 12,00
		Butano	C ₄ H ₁₀	0,05 - 3,00
		Pentano	C ₅ H ₁₂	0,01 – 0,50
		Hexano y más	C ₆ H ₁₄	0,01 – 0,50
	Disolventes	Dióxido de Carbono	CO ₂	0,20 – 30,00
		Nitrógeno	N ₂	0,10 – 0,50
		Oxígeno	O ₂	0,09 – 0,30
		Helio	He	Trazas – 4,00
Contaminantes	Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	Trazas – 28,00	
	Sulfuro de carbonilo	COS	Trazas	
	Mercaptanos	R- SH	Trazas	
	Azufre libre	S	Trazas	
	Sólidos varios	-----	-----	

2.1.2 Gases ácidos

La definición de gas ácido se refiere a la presencia de sulfuro de hidrógeno (H₂S) y dióxido de carbono (CO₂). Otros componentes de naturaleza ácida son el Sulfuro de Carbonilo (COS), el cual es un compuesto inestable corrosivo y tóxico, que por lo general se descompone en (H₂S) y (CO₂).

El ácido sulfídrico, también conocido como sulfuro de hidrogeno, tiene la característica de tener un desagradable olor y ser muy toxico. Cuando es separado del gas mediante un proceso de endulzamiento, es enviado a plantas recuperadoras de azufre en donde es vendido en forma líquida para sus diversos usos industriales (producción de pólvora o usos médicos). Por su parte el dióxido de carbono es un gas incoloro e inodoro, que a concentraciones bajas no es toxico pero en concentraciones elevadas incrementa la frecuencia respiratoria y puede llegar a producir sofocación. Se puede licuar fácilmente por compresión, sin embargo, cuando se enfría a presión atmosférica se condensa como solido en lugar de hacerlo como liquido. El dióxido de carbono es soluble en agua y la solución resultante puede ser acida como resultado de la formación de acido carbonilo, he aquí la propiedad corrosiva que el CO_2 presenta en presencia de agua. La GPSA define la calidad de un gas para ser transportado como aquel que tiene (≤ 4 ppm, v de H_2S); $< 3\%$ de CO_2) y ≤ 7 lb de H_2O / MM PCN.

2.1.3 Tratamiento del gas natural

El gas natural libre o asociado, procedente de los yacimientos, trae consigo impurezas que dificultan su uso; por ello es tratado y acondicionado por medio de procesos adecuados para satisfacer las especificaciones de realidad de 4 ppm en función de diferentes usos. En la Figura 2.1 se puede observar, de manera general los procesos más comunes utilizados en el tratamiento y acondicionamiento del gas natural para luego ser llevado a procesamiento (extracción y fraccionamiento de líquidos).

El gas natural recorre una trayectoria donde es tratado y acondicionado antes de ser consumido internamente por las plantas de extracción y fraccionamiento o para la venta al consumidor final.

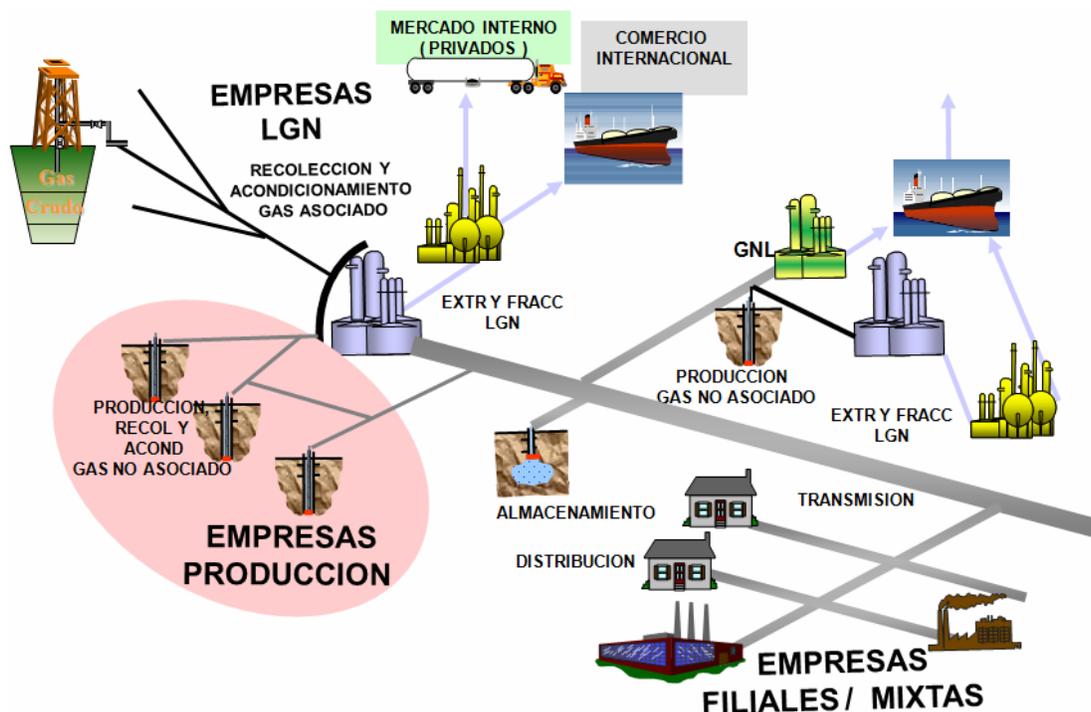


Figura 2.1 Tratamiento del gas natural

A grandes rasgos se puede mencionar que primero pasa por tres etapas.

1.- El gas antes de ser tratado, pasa por unos separadores de entrada, donde las corrientes de los gases es llevado a las presiones del proceso. Aquí se le retira parte del agua junto a las fracciones de hidrocarburos más pesados que condensan debido a la disminución de presión y temperatura

2.- El gas una vez en la sección de endulzamiento es despojado de los contaminantes como el sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, mediante el empleo de solventes químicos, físicos o mixtos.

3.- El gas natural generalmente está saturado con agua, lo cual ocasiona problemas operacionales como corrosión y formación de hidratos, por ello pasa por un proceso de deshidratación; primero con un desecante líquido, normalmente en base de un glicol y luego con un desecante sólido (tamices moleculares, gel alúmina, etc.) [5]

2.2 TIPOS DE CONTAMINANTES

Entre los contaminantes que presenta el gas natural se encuentran:

- El agua (H_2O)
- Cianuro de Hidrogeno (HCN)
- Dióxido de Azufre (SO_2)
- Dióxido de Carbono (CO_2)
- Disulfuro de carbono (CS_2)
- Mercaptanos (RSH)
- Nitrógeno (N_2)
- Sulfuro de Carbonilo (COS)
- Sulfuro de Hidrógeno (H_2S)

2.2.1 Razones para remover los contaminantes del gas natural

Las principales razones para remover los contaminantes del gas natural son:

- Seguridad del proceso que se realiza
- Control del proceso de corrosión
- Especificaciones de los productos producidos en un proceso
- Impedir la formación de hidratos
- Disminuir los costos del proceso de compresión
- Satisfacer las normas de gestión ambiental
- Evitar el envenenamiento de los catalizadores

Una de las principales consecuencia de la presencia de los gases ácidos en el gas natural es la corrosión. Fenómeno, que ocurre principalmente por la presencia de sulfuro de hidrógeno (H_2S), y dióxido de carbono (CO_2). Además de la presencia de agua (H_2O). Estos componentes provocan corrosión dentro de cualquier instalación. Sobre todo si es una tubería de acero, en la cual predomina el hierro en forma metálica (Fe). Esta no es la forma natural del hierro, tal como las formas naturales son

la ferrosa (Fe^{+2}) y férrica (Fe^{+3}). Luego como es natural al buscar el hierro su forma natural se produce corrosión, reacción que es catalizada, por la presencia de gases ácidos y agua.

En general, se puede señalar que las corrientes con alta relación de $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ son menos corrosivas que las relaciones menores. La temperatura del proceso y la alta concentración del H_2S hacen que la velocidad de la reacción de corrosión sea alta. La remoción del (H_2S), mediante el proceso de endulzamiento, se hace necesaria para reducir la corrosión en las instalaciones de manejo, procesamiento y transporte de gas. Por otra parte, la naturaleza tóxica de este contaminante obliga a eliminarlo por razones de seguridad para la salud y el medio ambiente.

2.3 PROCESO DE ENDULZAMIENTO O DESACIDIFICACIÓN

Probablemente hubiera sido mejor hablar de desacidificación en lugar de endulzamiento, debido a que el gas natural que se extrae asociado al petróleo es un gas con un alto contenido de impureza o componentes ácidos, el cual no puede ser usado directamente en los procesos industriales. Motivado a este surge la necesidad de procesar el gas, con el fin de minimizar los efectos negativos que este puede causar sobre los equipos involucrados en dicho proceso.

Mediante el endulzamiento o desacidificación del gas natural se persigue eliminar hasta cierto porcentaje los componentes ácidos del mismo, entre los cuales tenemos el CO_2 y el H_2S ; además de estos también se encuentran el COS y el CS_2 que tienen una gran importancia debido a su tendencia a dañar las soluciones que se utilizan para endulzar y por lo general no se reportan dentro de la composición del mismo.

El tratamiento del gas natural además de endulzamiento también incluye la eliminación del agua y otros componentes indeseables. Los procesos para la remoción de gases ácidos se remontan a los años 1930 y los mayores desarrollos se realizaron

entre 1950 y 1970, actualmente se dispone cada vez más específico y con solventes y aditivos más complejos y selectivos.

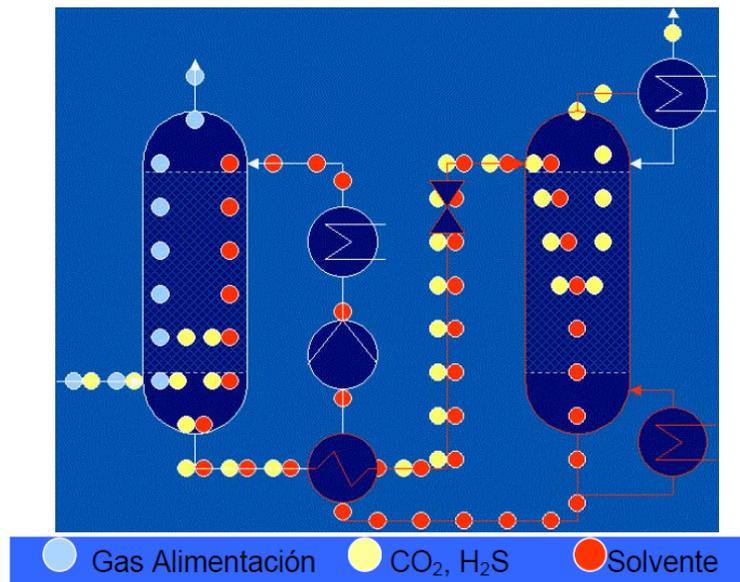


Figura 2.2 Endulzamiento del gas natural

Existen muchos métodos que pueden ser empleados para remover los gases ácidos principalmente CO_2 y el H_2S de la corriente gaseosa. La disponibilidad de estos métodos podría ser generalizada como aquellas que dependen de la reacción química, absorción o adsorción. [2].

Los procesos de endulzamiento del gas natural pueden dividirse en cuatro categorías:

2.3.1 Absorción

Dentro de esta categoría se encuentran aquellos procesos que utilizan como agentes, solventes físicos o químicos en solución. La absorción se lleva a cabo en una torre absorbadora, donde el gas se pone en contacto (en contracorriente), con la

solución pobre (libre de componentes ácidos), la cual retiene las moléculas de los gases ácidos que están presentes en el gas.

El proceso de regeneración de la solución se realiza mediante la adición de calor y/o reducción de la presión del sistema, la cual depende del tipo de absorción (físicas o química); una vez regenerada la solución, esta es recirculada al absorbedor para cerrar el ciclo del proceso. Además también existen procesos que utilizan mezclas híbridas de solventes físicos y químicos presentando las características de ambos.

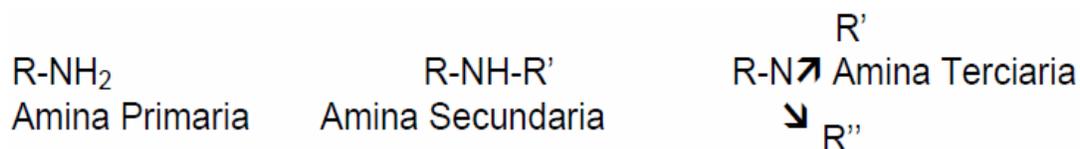
2.3.1.1 Proceso de Absorción con Solventes Químicos

En este proceso los componentes ácidos del gas natural reaccionan químicamente con un componente activo en solución, que circula dentro del sistema. El producto de la reacción química produce compuestos inestables, los cuales se pueden descomponer en sus integrantes originales mediante la aplicación de calor y/o disminución de la presión del sistema, con lo cual se liberan los gases ácidos y se regenera el solvente, el cual se hace recircular a la unidad de absorción. El componente activo del solvente puede ser una alcanolamina o una solución básica. En general los solventes químicos presentan alta eficiencia en la eliminación de los gases ácidos, aun cuando se trate de un gas de alimentación con baja presión parcial de CO_2 . Dentro de las principales desventajas se tiene la alta demanda de energía, la naturaleza corrosiva de las soluciones y la limitada carga de gas ácido en solución, tal como, las reacciones químicas son reguladas por la estequiometría. El endulzamiento del gas natural con solventes químicos por lo general se realiza con aminas. Se usa la designación de amina primaria secundaria o terciaria para referirse al número de grupos alquilo (CH_3). Este grupo por lo general, se simboliza como (R) que están unidos al nitrógeno. Así, si la amina tiene un grupo alquilo y dos hidrógenos se le conoce como primaria, si tiene dos alquilo y un hidrógeno, secundaria y con tres grupos alquilo sin hidrógeno, terciaria. Debido a que tiene un par electrónico, puede

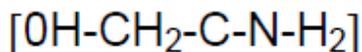
formar compuestos tetrasustituídos, donde el átomo de nitrógeno queda cargado positivamente, y se les conoce como amina cuaternarias.

Es importante hacer notar que esta denominación se refiere al número de sustituyentes que tiene el átomo de nitrógeno y no como en el caso de los alcoholes que se refiere al tipo de carbono sobre el cual se encuentra. En el caso de los alcoholes se tiene; alcoholes primarios si el OH está sobre un carbono primario, alcohol secundario si se encuentra sobre un carbono secundario y alcohol terciario si está sobre un carbono terciario. Luego para el caso de las aminas. Resultan tres clases diferentes de aminas llamadas Aminas Primarias,

Secundarias y Terciarias. Las fórmulas químicas de cada una de las aminas son:



2.3.1.1.1 La monoetanolamina (MEA)

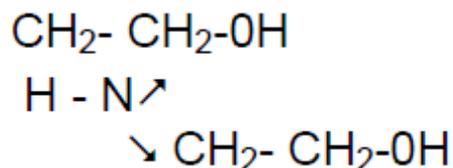


La (MEA) es una amina primaria, la más reactiva de las etanolaminas, y además es la base más fuerte de todas las aminas. La MEA ha tenido un uso difundido especialmente en concentraciones bajas de gas ácido. Tiene un peso molecular de (61,08 lb/lbmol), el cual se considera pequeño, es por ello, que la MEA tiene la mayor capacidad de transporte para los gases ácidos. Esto significa menor tasa de circulación de la MEA para remover una determinada concentración de los gases ácidos, de un gas de alimentación. La utilización de la MEA no se recomienda, cuando hay presencia de impurezas tales, como COS; CS₂ y O₂. Con todos estos compuestos se forman productos de degradación, los cuales deben de ser removidos añadiendo una solución alcalina, además de instalar un sistema de recuperación.

Con la MEA, se logran concentraciones muy bajas de CO₂/H₂S, y es eficiente en procesos donde la presión parcial del gas ácido en la corriente de entrada es baja.

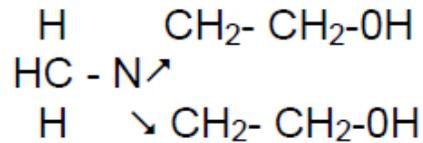
La corrosión y la formación de espuma son los principales problemas operacionales de la MEA. Otro problema que presenta es que la concentración porcentual en relación peso/ peso (%P/P), tiene un valor máximo de 15%, luego requiere de grandes cantidades de calor de solución en el sistema, lo que conlleva a una alta demanda calorífica, en el proceso. La presión de vapor de la MEA es mayor que otras aminas en iguales temperaturas. Esto puede incrementar las pérdidas por vaporización. Para mantener el proceso de corrosión bajo, se requiere que la concentración de la solución y la carga del gas ácido en la solución deben mantenerse suficientemente bajos que eviten la formación de bicarbonatos (HCO_3^-) y carbonatos (CO_3^{2-}), compuestos altamente corrosivos.

2.3.1.1.2 La Dietanolamina (DEA)



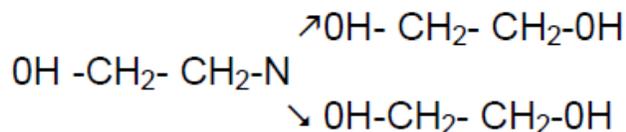
La DEA es una amina secundaria, tiene su mayor aplicabilidad en el tratamiento de gas de refinерías, en los cuales pueden existir compuestos sulfurosos que pueden degradar la MEA. La DEA es más débil que la MEA, pero los productos de la reacción con la DEA no son corrosivos. Además la presión de vapor de la DEA es más baja que la MEA, luego las pérdidas por evaporización con la DEA es menor que con la MEA. La reacción de la DEA con COS y CS₂ es muy lenta, luego prácticamente no causa problemas por degradación del solvente. La DEA se utiliza para endulzar corrientes de gas natural que contengan hasta un 10%, o más de gases ácidos. Es eficiente a presiones de operación de 500 o más lpc. Los procesos con DEA han sido diseñados para operar con concentraciones de solución entre 30 y 35 %P/P, incluso a esta concentración la DEA no es corrosiva.

2.3.1.1.3 La Metildietanolamina (MDEA)



La MDEA es una amina terciaria que reacciona lentamente con el (CO₂), por lo cual para removerlo requiere de un mayor número de etapas de equilibrio en la absorción. Su mejor aplicación en la absorción, es la remoción selectiva del H₂S, cuando los gases ácidos están presentes (H₂S) y (CO₂), esto convierte a la (MDEA), en un compuesto selectivo de alta efectividad, para remover al sulfuro de hidrógeno. Si el gas es contactado a presiones suficientemente altas (800-1000 lpc, bajo ciertas condiciones se puede obtener un gas con calidad para gasoductos. Lo que indica que la concentración del sulfuro de hidrógeno, tiene un valor de 0,25 granos de H₂S/100 PCN.

2.3.1.1.4 La Trietanolamina (TEA)



La TEA es una amina terciaria, luego es altamente selectiva hacia el H₂S, ya que la reacción con el CO₂, es muy lenta, y desde luego la formación de bicarbonatos y carbonatos es también muy lenta.

Endulzamiento con Carbonato de Potasio (K₂CO₃) en caliente. Este proceso comprende una absorción estándar con una solución de carbonato de potasio y despojo, con vapor a presión atmosférica. El proceso de absorción se controla esencialmente por el líquido y depende de las tasas de difusión a través de las interfases líquido- vapor y de la reacción con la sal de carbonato. La solución de la sal de carbonato rica se retira en la base del absorbedor y es enviada a temperatura

constante, hacia la parte superior de la torre despojadora, en donde una concentración considerable del gas ácido es removida después de expandirla a la presión de regeneración cercana a la presión atmosférica. En este proceso no es necesaria la utilización de intercambiadores de calor, ya que el proceso de absorción se lleva a cabo fundamentalmente en condiciones atmosféricas. Quizás una de las partes más negativas de este proceso, es que logra llevar los gases ácidos a la especificación. Aunque el proceso es económicamente aceptable, cuando se desea eliminar altas concentraciones de gases ácidos, de un gas de alimentación.

Tabla 2.2 Características de aminas más empleadas en el proceso de endulzamiento [5]

Alcanolamina	Usos	Características
Monoetanolamina (MEA) Amina Primaria	Sistemas de tratamiento con aminas plantas de hidrógeno No regenerable cuando hay reacción con COS. Alto requerimiento de energía. Baja selectividad entre h ₂ S y CO ₂ y baja concentración de la solución debido a la tasa de corrosión.	
Dietanolamina (DEA) Amina Secundaria	Plantas de recuperación de Azufre Sistemas de tratamientos con aminas	Requerimiento de energía. Capacidad moderada para remover sulfuros orgánicos. Moderada concentración de la solución debido a la tasa de corrosión

Tabla 2.2 Características de aminas más empleadas en el proceso de endulzamiento (Continuación).

<p>Metildietanolamina (MDEA) Amina Terciaria</p>	<p>Plantas de recuperación de azufre Sistemas de tratamientos con aminas</p>	<p>Requerimiento de energía reducido. Alta capacidad para gases ácidos y buena selectividad hacia el H₂S sobre el CO₂. Baja tasa de corrosión en comparación con otras aminas.</p>
--	--	--

2.3.1.2 Proceso de Absorción con Solventes Físicos

Estos procesos se caracterizan por su capacidad de absorber de manera preferencial, diferentes componentes ácidos de la corriente de hidrocarburos. En estos procesos el calor de reacción es menor que el calor de reacción con solventes químicos. Aquí el proceso tiene mayor efectividad, cuando se trabaja con una alta presión parcial del gas ácido y bajas temperaturas. Si el solvente físico se utiliza para la remoción del (CO₂), la regeneración del solvente puede realizarse simplemente por reducción de la presión de operación. La mayoría de los solventes comerciales que se utilizan no son corrosivos y pueden deshidratar gas en forma simultánea. Una de las principales desventajas es que incrementar la solubilidad de los hidrocarburos de alto peso molecular, como por ejemplo, propano y compuestos más pesados (C₃⁺). Hay, también solventes físicos, que tienen mayor selectividad hacia la absorción del H₂S, en presencia de CO₂, que los solventes químicos.

Tabla 2.3 Principales procesos comerciales con solventes físicos

PROCESOS	SOLVENTES
SELEXOL	Dimetil-eter de polietilen-glicol
SEPASOLV MPE	Mezcla de polietilen-glicol y Metil-isopropanol-eter
SOLVENTE FLUOR	Carbonato de propileno
RECTISOL	Metanol
PURISOL	n-Metil-pirolidona (NMP)
ESTANSOLVAN	Tri-n-butil-fosfato (TBF TBP)

2.3.1.3 Proceso de Absorción con Solventes Híbridos o Mixtos

Estos procesos trabajan con combinaciones de solventes químicos y físicos, es lógico que presenten las características de ambos. La regeneración del solvente se logra por separación en etapas múltiples y fraccionamiento. Estos solventes pueden remover todos los gases ácidos, incluso el COS, CS₂ y mercaptanos. La selectividad hacia él (H₂S) se obtiene ajustando la composición del solvente y/o el tiempo de contacto. La solubilidad de los hidrocarburos de alto peso molecular, no presenta un grave problema, para la eficiencia del proceso.

Tabla 2.4 Procesos comerciales con solventes híbridos.

PROCESOS	SOLVENTES
SULFINOL-D	Sulfolano + DIPA + Agua
SULFINOL-M	Sulfolano + MDEA + Agua
AMISOL	Metanol + MDEA ó DEA

Tabla 2.4 Procesos comerciales con solventes híbridos (Continuación)

FLEXSORB-PS	Solvente organico (Sulfolano + MDEA) + Agua + Aminas impedidas
OPTISOL	Amina + Solvente Fisico + Agua
Sulfolano = Dioxido de Tetrahidrotiofeno	

2.3.2 Adsorción

Es un proceso de separación para remover impurezas basadas en el hecho de que ciertos materiales altamente porosos fijan ciertos tipos de moléculas en su superficie. La adsorción es un fenómeno de superficie exhibido por un sólido (adsorbente) que le permite contener o concentrar gases, líquidos o sustancias disueltas (adsortivo) sobre su superficie. Esta propiedad es debida a la adhesión. En la Adsorción la corriente de gas natural hace contacto con sustancia sólidas adsorbentes, las cuales se encuentran empacados dentro de las torres adsorbedoras reteniendo selectivamente las moléculas de los gases ácidos del gas tratado. La regeneración de los lechos secos se realiza mediante la aplicación de calor. El proceso de endulzamiento a través de la adsorción, por lo general es utilizado en gases donde la presión parcial de los componentes ácidos es baja.

En el comercio existen varios tipos de tamices de lecho sólido y tienen diferentes afinidades para varios componentes. En general el orden de adsorción es agua; H₂S y CO₂. Para la remoción de H₂S y CO₂, el agua debe removerse inicialmente resultando lechos de adsorción separados. La regeneración de los lechos permite la remoción del agua y su posterior condensación, reciclando el gas de regeneración del proceso.

2.3.3 Conversión directa

Se caracterizan por la selectividad hacia la remoción de sulfuro de hidrógeno (H_2S). Esta conversión puede efectuarse tanto en fase líquida como en fase sólida.

En los procesos de fase líquida los solventes son reducidos fácilmente por el sulfuro de hidrógeno y rápidamente oxidados por el aire para producir azufre elemental.

En la fase sólida se hace reaccionar el sulfuro de hidrógeno con el dióxido de azufre sobre un catalizador sólido, generalmente aluminosilicatos.

Tabla 2.5 Principales procesos comerciales de conversión directa

PROCESOS	SOLVENTES
STRETFORD	Acido antranquinon disulfonico 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	Tiorsenato de sodio o de amino
TOWNSEND	TEG, CO_2 y catalizadores
FERROX Y MANCHESTER (son similares)	Carbonato de sodio + suspensión de oxido de hierro + agua
PEROX	Solución acuosa con hidroquinona
LACY- KELLER	Solución acuosa Tryoduro de potasio
L.F.P	Similar a TOWNSEND

Tabla 2.5 Principales procesos comerciales de conversión directa(Continuación).

SHELL	Similar a TOWNSEND pero con solución acuosa de sulfolano
CLAUS	Bauxitas y alúminas como catalizadores
HAINES Y SHELL	Mallas moleculares

2.4 CONSIDERACIONES GENERALES EN EL PROCESO DE ENDULZAMIENTO DE GAS

2.4.1. Impurezas con el gas de alimentación

Para seleccionar un proceso que se ajuste a la satisfacción de las necesidades, es necesario examinar cuidadosamente la composición del gas de la alimentación. Las impurezas que comúnmente se localizan en el gas natural son además del CO₂ y el H₂S, COS, CS₂, mercaptanos, sulfuros, disulfuros e hidrocarburos pesados.

Los líquidos de hidrocarburos y el agua, en algunos casos suelen ser problemáticos.

2.4.2 Concentración de CO₂ a ser removido

Algunos procesos son realmente efectivos para la remoción de CO₂, solamente con pequeñas cantidades de dióxido de carbono. Las mallas moleculares por ejemplo, presentan una economía de escala pobre ya que para la absorción de cantidades adicionales de CO₂, requiere de un mayor número de mallas y por lo tanto peso extra. Las mallas moleculares están restringidas económicamente a contenidos pequeños de CO₂, sobre las ganancias. Esto hace que la utilización de procesos con solventes químicos se haga más competitiva. En estos casos, cuando se remueve la cantidad de

CO₂, que se va a tratar el incremento calórico requerido para la regeneración se hace menos importante, así se balancean los costos de capital versus los operacionales.

2.4.3. Especificaciones del gas tratado

Hay algunas especificaciones donde se requiere más cuidado con la extracción del CO₂, por ejemplo, en el uso de gas ácido para propósitos de inyección a 5000 lpc, debido a los efectos de la corrosión, se hace necesario cumplir con los requerimientos establecidos por los organismos de control internacional, como la NACE.

2.4.4. Corrosión

La corrosión es una operación preocupante en casi todas las instalaciones de endulzamiento. La combinación de H₂S y CO₂, con agua, prácticamente asegura que condiciones corrosivas existirán en partes de la planta. En general, las corrientes de gas con alta relación de H₂S/CO, son menos corrosivas que aquellas que tienen menor relación de H₂S/CO₂. La concentración de H₂S en varios ppm con concentración de CO₂ de 2% o más tiende a ser particularmente menos corrosiva, 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 actúen 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 se utilizan altas temperaturas para un calentamiento medio o un fuego directo en el rehervidor, se deben tomar las precauciones para adicionar solo el calor necesario para despejar la solución.

Minimizar los sólidos o productos de degradación en el sistema utilizando una operación de recuperación o una filtración efectiva, mantiene el sistema libre de oxígeno suministrando una pequeña capa superior de gas en todos los tanques de abastecimientos y manteniendo una presión positiva en la succión 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 perdida.

Limitar la concentración de la solución endulzante para 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 de 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 solo H_2S , CO_2 o ambos, permitiendo aumentar la carga de gas ácido.

2.4.5. Formación de espuma

Un incremento repentino en la caída de presión a través del contactor frecuentemente indica gran formación de espuma. Cuando la formación 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.

2.4.6 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 llamadas 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 regenerador.

Tubería que transporta la solución rica desde el intercambiador hasta el regenerador.

Los cinco platos del fondo del observador y los cinco del tope del regenerador.

2.5 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 del procesamiento del gas incluyendo los métodos seleccionados para la disposición del recobro de los gases ácidos y el recobro de azufre, deshidratación, recobro de líquidos, fraccionamiento de líquidos y tratamientos del producto líquido. Algunos de los factores a considerar en la selección del proceso de endulzamiento son:

a.- Regulaciones de contaminantes en el ambiente, referidos a la presencia de H₂S, CO₂, COS, RHS, etc. Aquí se recomienda analizar en forma exhaustiva las normas, que Venezuela establecer, referidas a la cantidad de los gases ácidos que se permiten en el ambiente, también las leyes internacionales del tema.

b.- Tipo y concentración de las impurezas en el gas ácido a remover .Con el objetivo de seleccionar un proceso de alta eficiencia en el proceso de endulzamiento es necesario tener un preciso conocimiento de la composición y concentración del gas de alimentación. Existen procesos que son de alta eficiencia para la eliminación del Dióxido de Carbono (CO₂), mientras que otros lo son para la eliminación del Sulfuro de Hidrógeno (H₂S) e impurezas en general. Esto es necesario hacerlo, ya que el COS y el CS₂, reaccionan con la MEA en forma irreversible, produciendo con ello la degradación de la solución, y por ende detiene o hace ineficiente el proceso de

endulzamiento. También la presencia de hidrocarburos líquidos y agua son problemáticos para la eficiencia del proceso.

c.- Tipo y Composición de las impurezas del gas a tratar. Para una mayor eficiencia del proceso de endulzamiento es necesario conocer con un cierto grado de precisión, el tipo y la concentración de los gases ácidos.. Tal, como hay procesos de endulzamientos que son de alta efectividad, pero en concentraciones bajas de los gases ácidos.

d.- Especificaciones del gas residual (gas dulce). En este caso es de gran importancia saber, donde será utilizado el gas dulce. Esto significa que no todos los procesos de endulzamiento pueden alcanzar las especificaciones válidas para la industria.

e.- Temperatura y Presión del gas ácido y del endulzado. Cuando el proceso de endulzamiento se realiza con MEA La temperatura del gas de carga varía de 50 a 150 °F y la temperatura del proceso varía entre 100 y 270 °F, con lo cual el H₂S se puede recuperar casi el 100%, mientras que las presiones varían desde atmosférica hasta 1500 lpc.

Otros factores a tomar en cuenta son: volumen del gas a ser procesado; control de la corrosión; fracción molar de los hidrocarburos en el gas; requerimientos de selectividad; costos de operación; especificaciones de los productos líquidos.

2.6 PRINCIPALES EQUIPOS DE UNA PLANTA DE ENDULZAMIENTO QUE TRABAJA CON AMINAS

El diagrama de flujo presentado en la figura 2.4, es un esquema de una planta de endulzamiento que utiliza aminas para retirar del gas los componentes ácidos. A continuación se explicaran los principales equipos de una planta de endulzamiento que trabaja con amina.

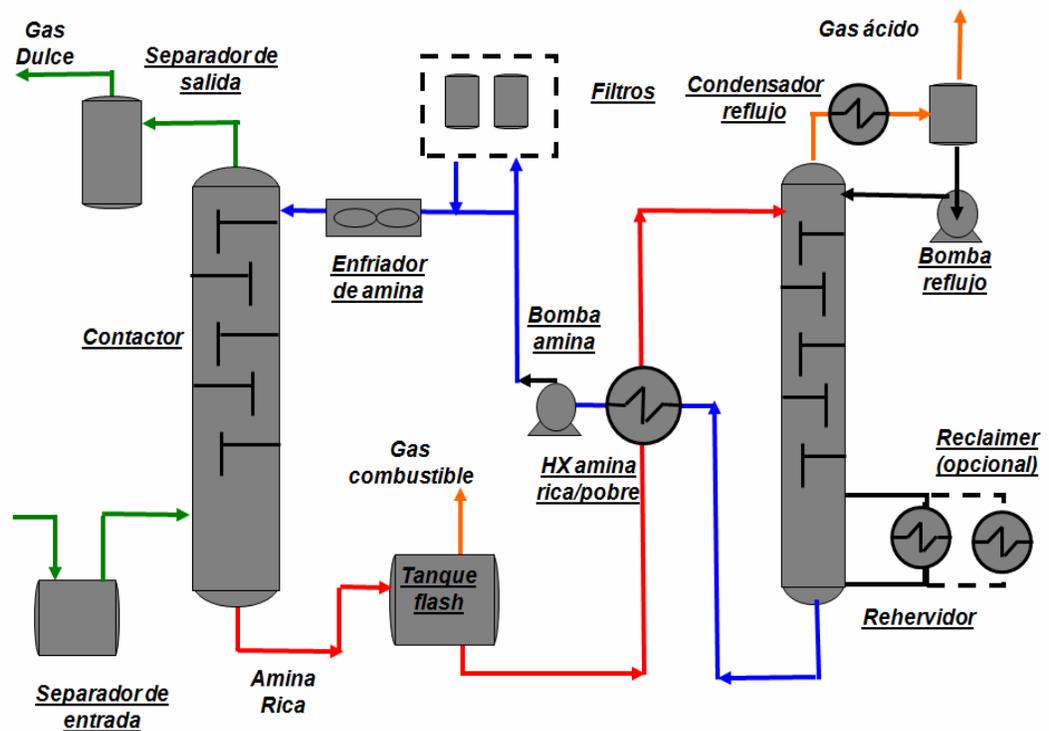


Figura 2.3 Esquema de proceso tradicional de una planta de amina

2.6.1 Un separador de entrada

La función de este aparato, que se coloca a la entrada de la planta, es separar los contaminantes que llegan junto al gas de alimentación, dentro de estos contaminantes se encuentran hidrocarburos líquidos, partículas sólidas, agua y químicos utilizados en el tratamiento del gas. Si estos contaminantes no fuesen separados, podrían causar graves problemas de contaminación al proceso de endulzamiento.

2.6.2 El absorbedor o contactor

Este aparato está formado por una torre donde entran en contacto el gas ácido que llega por la parte inferior de la columna y la solución de amina pobre o regenerada, que llega por la parte superior. Esta torre trabaja a alta presión y baja temperatura. En este contacto el gas ácido es removido de la corriente gaseosa y transferido a la solución. El gas que sale por el tope de la torre es gas tratado, el cual debe de salir con muy poca cantidad de gas ácido, lógicamente esto dependerá de la eficiencia del proceso de endulzamiento.

2.6.3 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 de aproximadamente 75 lpc (6bar).

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 disuelto 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.

2.6.4 Intercambiador de Calor Amina- Amina

El principal objetivo de este aparato es aprovechar una parte de la energía de la amina pobre o limpia que sale del regenerador. Este 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 90 °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.

2.6.5 Regenerador

Es la columna en la cual se separa el gas ácido de la solución consta de un acumulador de reflujo, en el cual se condensa el agua que regresa al regenerador por la parte superior, y de un rehervidos, que sirve para suministrarle el calor a la torre. El principal objetivo 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 bandejas. La solución rica entra 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.

2.6.6 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 la descarga de la bomba hacia una válvula de control manual ubicada en la succión de la bomba.

La máxima tasa de flujo se obtiene cuando la válvula ubicada en la desviación ("by-pass"), está cerrada. La tasa de flujo de la solución regenerada que va al absorbedor, normalmente se mide por medio de un rotámetro.

2.6.7 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.

2.7 PRINCIPALES PARÁMETROS PARA CONTROLAR UNA PLANTA DE ENDULZAMIENTO CON AMINAS

2.7.1 Parámetros fijos:

2.7.1.1 Presión

La torre absorbedora trabaja a presiones elevadas, esto se realiza con la finalidad de obtener un mayor despojamiento de 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 requiera en el sistema. La torre trabaja a presiones ligeramente por encima de las condiciones atmosféricas. Cuando la presión es demasiado alta la solución se degradaría. La presión mínima debe ser suficiente para pasar el gas ácido a través de una planta de conversión directa, donde se separa el azufre, y se lleva la solución pobre hasta el tanque de abastecimiento.

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

2.7.1.2 Número de platos

El numero de platos tanto en el absorbedor como en la torre regeneradora va a depender del flujo de gas y amina a trabajar. Tanto mayor sea este caudal mayor será el numero de platos, esto para mejorar el contacto gas-liquido y en consecuencia la trasferencia de masa. Una vez establecido el número de platos a utilizar y, por ente la altura de la torre, este no puede ser variado.

2.7.1.3 Temperatura

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

2.7.2 Parámetros controlables

2.7.2.1 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 aumenta la carga de gas ácido en la solución y disminuye la tasa de circulación de la solución y los costos energéticos.

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.

Cuando se reduce la cantidad de gas tratado o la concentración de gas ácido en la alimentación, se pueden hacer ahorros energéticos reduciendo la tasa de circulación de amina. La tendencia establecida ha sido, aumentar la 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.

2.7.2.2 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 10 y 20% p/p en el caso de la MEA y entre 20 y 30% p/p en el caso de la DEA sin inhibidores. En caso de la MDEA la concentración varía de 30 a 50% p/p 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, razón por la cual esta fluctúa. Esta falta de cuidado puede aumentar de manera notoria la corrosión y el costo energético, tanto si la concentración está por encima, como si está por debajo de lo esperado.

2.8. SIMULADORES DE PROCESO

La simulación de procesos 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, permitiéndonos:

- Estimar y realizar análisis de regresión de propiedades físicas.
- Predice el comportamiento de un proceso utilizando principios de la ingeniería.
- Cálculo de balances de materia y energía y equilibrio químico y entre fases.
- Analiza el comportamiento de un sistema y realiza estudios de optimización y sensibilidad.
- Cambiar las condiciones de operación y analiza alternativas.
- Estimar costes
- Generar como salida gráficas o bien tablas de resultados.
- Dentro de los simuladores comerciales podemos mencionar:

2.8.1 HYSYS

CARACTERÍSTICAS GENERALES

Desarrollado por: Aspen Technology, Inc. <http://www.aspentech.com/product>

-Entorno de simulación modular tanto para estado estacionario como para régimen dinámico.

- Desarrollado para su uso con PC.
- Interfase gráfica de fácil uso (orientado a objeto).
- Posibilidad de adicionar código de programación con VISUAL BASIC.
- Interpreta interactivamente los comandos según se introducen en el programa.

Por tanto no necesita un botón de ejecución (run), aunque existe la posibilidad de plantear el problema completo sin hacer cálculos y después ejecutarlo.

- Es un simulador bidireccional, ya que el flujo de información va en dos direcciones (hacia delante y hacia atrás). De esta forma, puede calcular las condiciones de una corriente de entrada a una operación a partir de las correspondientes a la corriente de salida sin necesidad de cálculos iterativos.

Integrado:

- La información se comparte entre aplicaciones.
- Modelos termodinámicos comunes.
- Flowsheet comunes.
- Interfase
- Cambio de aplicación

Interactivo

- Cálculos automáticos al aportar nueva información.
- No límites al acceso de información útil.
- Abierto y extensible
- Unidades de operación en estado estacionario o dinámico.
- Especificar expresiones para reacciones cinéticas.
- Paquetes de propiedades especiales.

Para la simulación del proceso de endulzamiento con amina se utiliza el paquete especial de aminas (Aminas Package) El paquete de amina contiene información sobre las propiedades de las aminas que se muestran en la tabla 2.6. En la cual se puede observar el rango de aplicación de cada una de ellas para este paquete.

Tabla 2.6 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	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 está restringida a las aminas y a los componentes mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 2.7 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

2.8.2 ASPEN PLUS

CARACTERÍSTICAS GENERALES

ASPEN: Advance System for Process Engineering

Desarrollado por: Aspen Technology, Inc. <http://www.aspentech.com/products>

Flexible y fácil de usar.

Algoritmo de cálculo:

- método secuencial modular (Aspen Plus 10.2)
- método orientado a ecuaciones (Aspen Plus 2006)

Aspen Plus permite:

- Regresión de datos experimentales.
- Diseño preliminar de los diagramas de flujo usando modelos de equipos simplificados.
- Realizar balance de materia y energía rigurosos usando modelos de equipos detallados.
- Dimensionar piezas clave de los equipos.

2.8.3 CHEMCAD

CARACTERÍSTICAS GENERALES

Desarrollado por: Chemstations Inc. <http://www.chemstations.net>

Incluye bases de datos de componentes químicos, métodos termodinámicos y unidades de operación que permiten la simulación en estado estacionario de procesos químicos continuos desde escala laboratorio a escala industrial.

Simulación en régimen dinámico y de procesos discontinuos.

Interfase gráfica

Funcionamiento bajo Windows

2.8.4 PRO/II

CARACTERÍSTICAS GENERALES

- Entorno gráfico de simulación interactivo.
- Funciona bajo entorno Windows.
- Posibilidad de incluir código de programación en VISUAL BASIC.
- Posibilidad de realizar simulación en régimen dinámico (paquete PROTISS).
- Puede ser utilizado en: petróleo, refinería, petroquímica, polímeros, química fina y farmacéutica, construcciones, ingeniería, etc.
- Actualmente está disponible la versión 6.0 con nuevas características y unidades de operación: hornos, cambiadores de calor de aire, separaciones por membrana, electrolitos para polímeros y aplicaciones para simular columnas.

CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO

Con el fin de obtener la mejor solución al problema planteado se estableció como metodología la estratificación del mismo en varias etapas, teniendo como punto de partida la revisión bibliográfica, esta será la base para alcanzar cada uno de los objetivos planteados.

3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

Esta etapa se basó en la recopilación de información concerniente al tema mediante la consulta de libros, manuales, tesis de grado, internet, entre otros; con la finalidad de ampliar el conocimiento del proceso de endulzamiento del gas natural con aminas y lograr así el desarrollo de los objetivos planteados.

3.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES OPERACIONALES DE LA CORRIENTE DE ALIMENTACIÓN DEL GAS NATURAL

La composición del gas de alimentación (Gas Agrio), así como las condiciones generales del gas empleado se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3.1 Condiciones de operación de la corriente de gas de alimentación.

Condiciones del Gas Agrio	
Flujo Volumétrico (MMPCND)	30
Presión (psia)	1000
Temperatura (°F)	90

Tabla 3.2 Composición del gas a endulzar.

Componentes	Fracción Molar
C ₁	0.869183
C ₂	0.039874
C ₃	0.011472
i-C ₄	0.018616
n-C ₄	0.002452
i-C ₅	0.001430
n-C ₅	0.001071
C ₆	0.001169
C ₇	0.002515
N ₂	0.000097
CO ₂	0.050491
H ₂ S	0.000811
H ₂ O	0.000819

3.3 REALIZACIÓN DE LA SIMULACIÓN DE UNA PLANTA DE ENDULZAMIENTO CON CADA UNA DE LAS AMINAS DEA Y MDEA.

Con la finalidad de observar el comportamiento de una planta de endulzamiento se procedió a utilizar el simulador de procesos hysys en su versión 3.2 para ejemplificar el desempeño de la misma con respecto a cada amina (DEA y MDEA)

3.3.1 Descripción del proceso de endulzamiento del gas natural con amina.

Conociendo cada uno de los equipos que conforman una planta de endulzamiento y teniendo en cuenta los parámetros necesarios para el funcionamiento

de la misma se procedió a realizar el montaje de la planta empleando el simulador hysys 3.2

3.3.1.1 Construcción de una planta de endulzamiento empleando el simulador de proceso HYSYS 3.2.

Al ingresar al simulador hysys se selecciona un nuevo caso activando así la ventana “Simulación basis manager” como se muestra en la figura.

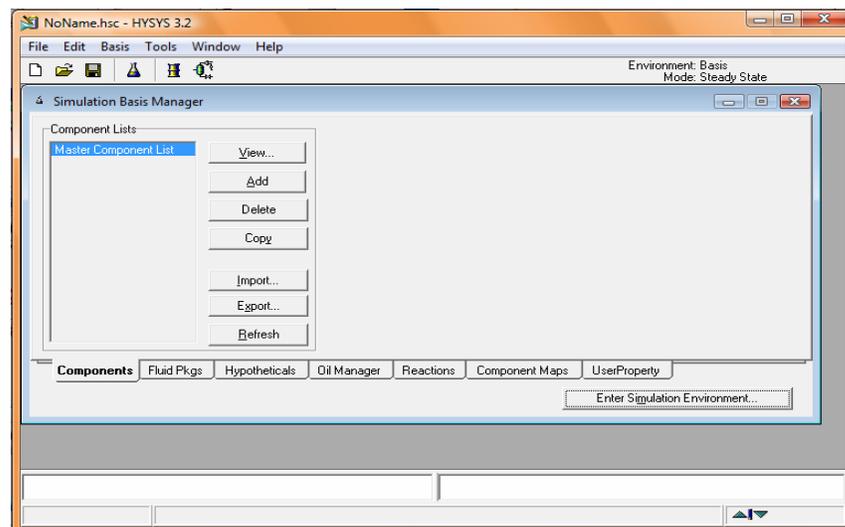


Figura 3.1 Definición de un nuevo caso en Hysys en su versión 3.2.

Se agregan todo los componentes que intervienen en el proceso seleccionándolo de las opciones que proporciona el simulador en la pantalla ”Component list view”, una vez seleccionado los componente a utilizar en la simulación debe cerrarse esta ventana volviendo así a la pantalla “Simulación basis manager” donde se procederá a seccionar el paquete de fluido correspondiente.

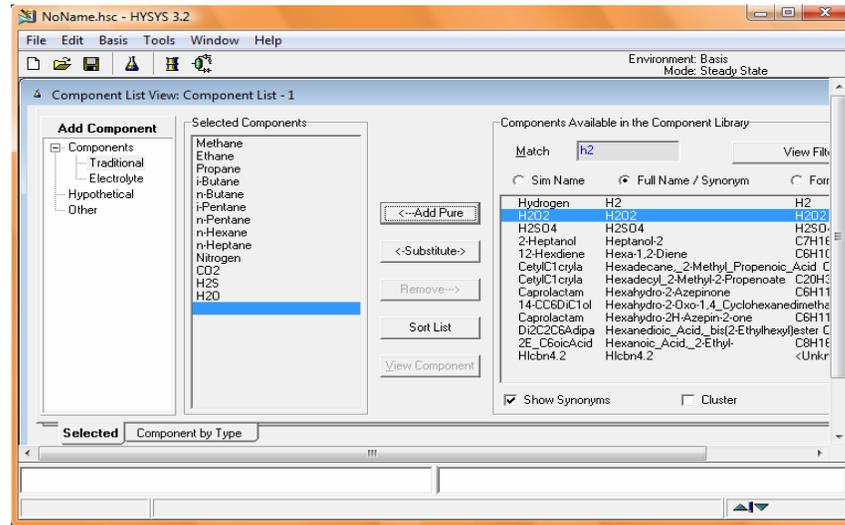


Figura 3.2 Selección de los componentes mediante el "Component list view"

La selección del paquete de ecuaciones a utilizar se realiza en la pantalla "Fluid package: Basi-1", seleccionando el paquete de amine Pkg, una vez seleccionado en paquete de ecuación se pueden visualizar las propiedades que necesitan los componentes, esta ventana también debe cerrarse, la cual se muestra a continuación.

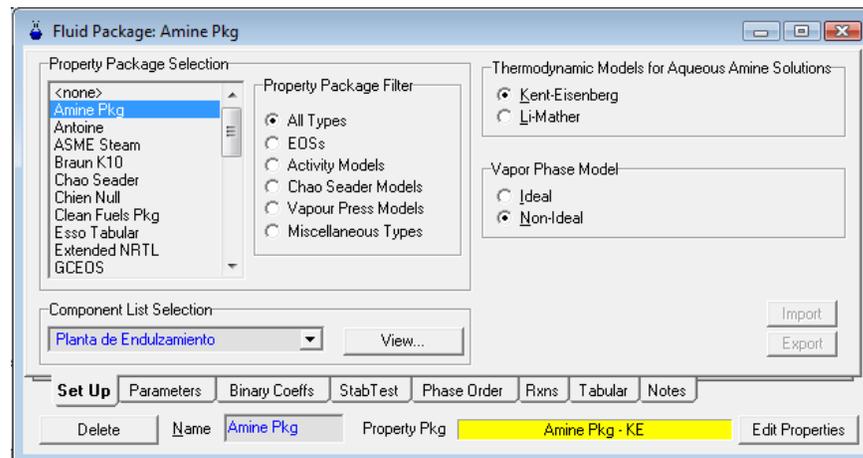


Figura 3.3 Selección de paquete de fluido.

Al hacer click en "Enter simulation environment" se entra al ambiente de simulación "Simulation environment" y al mismo tiempo la paleta, en esta se seleccionan los equipos y corrientes de materia y/o energía que se introducirán al

sistema de simulación. La paleta se divide en cuatro secciones, la primera donde se ubican las corrientes de materia (Flecha azul) y de energía (Flecha roja), en la segunda se muestran los equipos de separación de fase, presión, transferencia de calor y reactores, la tercera muestra los equipos de transferencia de masa y por último la de operaciones lógicas. Esta ventana se puede visualizar a continuación.

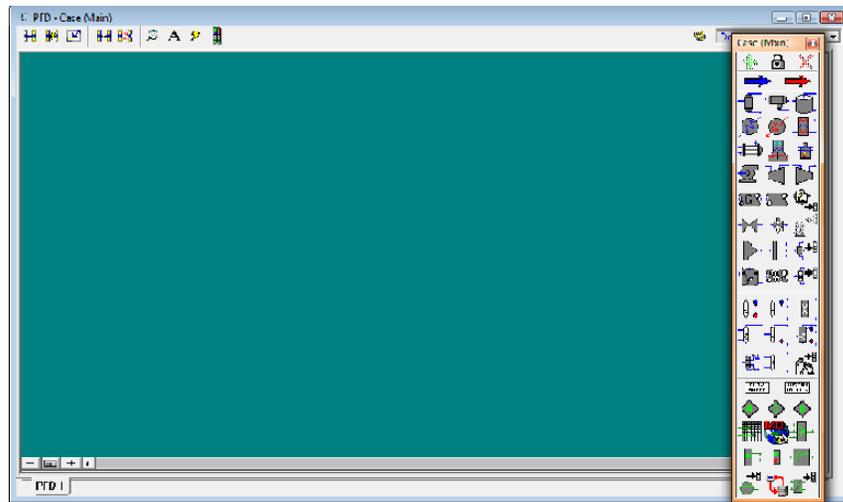


Figura 3.4 Pantalla para la construcción del diagrama de proceso y pantalla de equipos.

Para agregar los equipos y las corrientes a utilizar se selecciona cada una en la paleta y se le hace click a la cruz verde o se selecciona en la paleta y se lleva a la pantalla de dibujo, a estos se les debe colocar las condiciones mínimas y composición para que queden especificadas, en el caso de las corrientes se evidencia con el cambio de color de azul celeste a azul marino y en los equipos cuando cambian de color rojo a gris con los bordes negros.

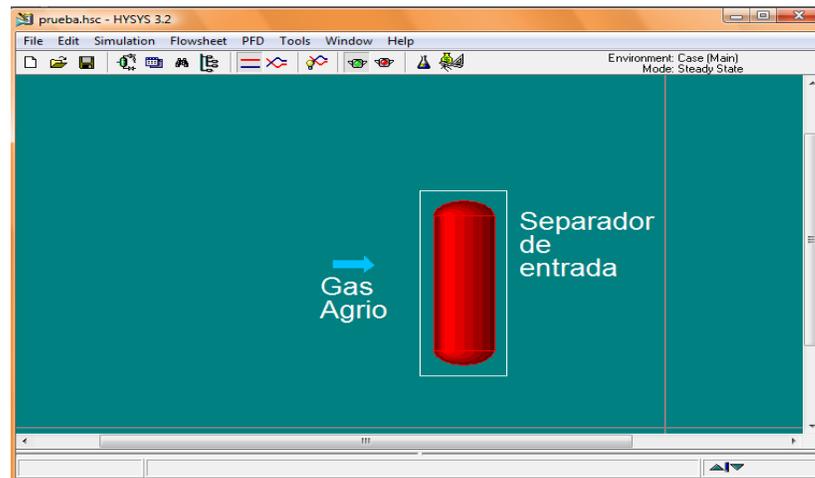


Figura 3.5 Selección de los equipos y corriente de materia.

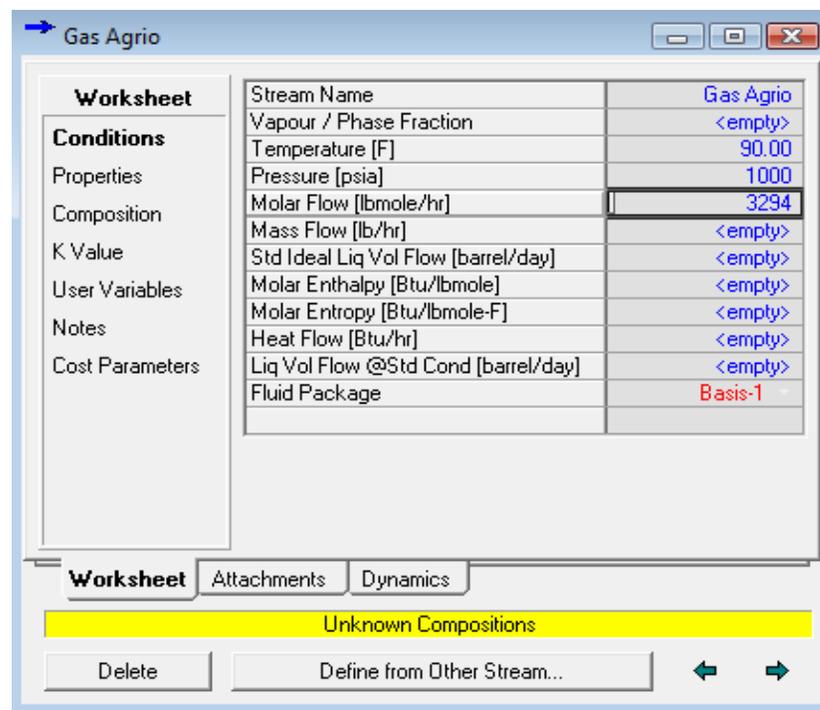


Figura 3.6 Ventana de condiciones para especificar una corriente.

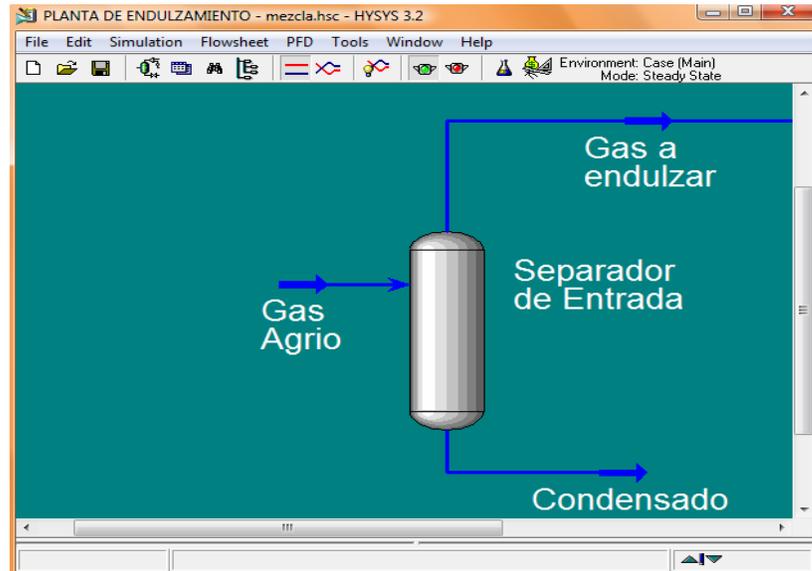


Figura 3.7 Imagen de una corriente y equipo definido

3.3.2 Descripción de una planta de endulzamiento

El gas agrio pasa a través del separador de entrada para remover los líquidos y/o sólidos que contenga. Desde el separador, la corriente de gas entra por el fondo al absorbedor donde se pone en contacto a contracorriente con el flujo de la solución de amina que entra por el tope de la columna, en este contacto los componentes ácidos del gas de alimentación reaccionan químicamente con la amina transfiriéndose así a dicha corriente. El gas dulce deja el tope del absorbedor por un extractor de niebla para retener cualquier cantidad de solución que este lleve.

La solución de amina rica sale por el fondo del absorbedor y es estrangulado utilizando una válvula Joule Thomson disminuyendo así la presión de esta corriente para que se encuentre en condiciones aptas para entrar al una separador o un tanque flash donde se extraen gases combustibles y por fondo del mismo sale la amina rica hacia el intercambiador amina rica/amina pobre donde el calor es absorbido desde la solución pobre. La amina rica precalentada entra a la torre regeneradora donde fluye hacia abajo por la columna, siendo despojado el CO_2 Y H_2S .

La solución de amina pobre pasa a través del intercambiador amina rica/amina pobre cediendo parte del calor con el que sale del regenerador, se mezcla con agua para luego pasar por un enfriador con la finalidad de reducir su temperatura aproximadamente a solo 10°F por encima de 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 absorbedor para repetir el ciclo.

El gas ácido despojado por la amina sale por el tope del regenerador. Este gas ácido pasa a través de un condensador para enfriar la corriente y recobrar el agua, usualmente esta agua se retorna como reflujo al regenerador.

3.3.3 Estudio de una planta de endulzamiento.

Para el estudio del mejoramiento de una planta de endulzamiento es necesario partir de un diseño típico de una planta de endulzamiento; para ello se tomó como base los diseños conceptuales existentes en la bibliografía.

Los parámetros que se tomaron en cuenta en el diseño de esta planta son: la presión, temperatura y composición del gas de alimentación, la concentración y el tipo de amina entre otros.

Una vez definido los parámetros de funcionamiento de la planta típica se realizó su ensamble virtual mediante el uso del simulador de proceso hysys en su versión 3.2, corroborando el buen funcionamiento de la misma según los parámetros que ofrece el simulador antes mencionado. Como se puede evidenciar en el siguiente diagrama de flujo.

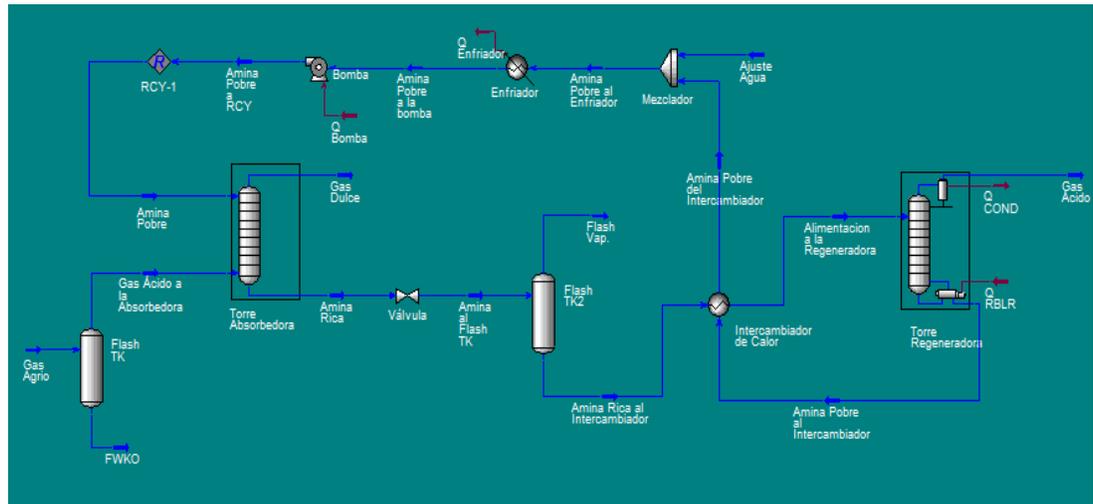


Figura 3.8 Diagrama de flujo de una planta de endulzamiento.

Tabla 3.3 Características y condiciones de operación de los principales equipos de la planta.

Características de operación			
Equipos	N° de platos reales	Plato de alimentación	Temperatura (°F)
Absorbedor	21	1 / 21	95 / 90
Regenerador	20	4	190

3.3.4.1 Empleando dietanolamina (DEA).

La corriente de alimentación de gas (gas agrio), al igual que la corriente de solución de amina (amina pobre), serán estudiadas a condiciones operacionales dadas, las cuales se encuentran arrojadas en la siguiente tabla.

Tabla 3.4 Características de las principales corrientes de entrada a la planta.

Propiedades	Corriente	
	Gas de alimentación	Amina al absorbedor
Presión (psia)	1000	995
Temperatura (°F)	90	95
Flujo	30 MMPCND	180 GPM
Componentes	Composición	
	Fracción Molar	Fracción en peso
C ₁	0.869183	-
C ₂	0.039874	-
C ₃	0.011472	-
i-C ₄	0.018616	-
n-C ₄	0.002452	-
i-C ₅	0.001430	-
n-C ₅	0.001071	-
C ₆	0.001169	-
C ₇	0.002515	-
N ₂	0.000097	-
CO ₂	0.050491	0.000354
H ₂ S	0.000811	-
H ₂ O	0.000819	0.819395
DEA	-	0.180250

3.3.4.2 Empleando metildietanolamina (MDEA).

La corriente de alimentación de gas (gas agrio), al igual que la corriente de solución de amina (amina pobre), serán estudiadas a condiciones operacionales dadas, las cuales se encuentran arrojadas en la siguiente tabla.

Tabla 3.5 Características de las principales corrientes de entrada a la planta.

Propiedades	Corriente	
	Gas de alimentación	Amina al absorbedor
Presión (psia)	1000	995
Temperatura (°F)	90	95
Flujo	30 MMPCND	180 GPM
Componentes	Composición	
	Fracción Molar	Fracción en peso
C ₁	0.869183	-
C ₂	0.039874	-
C ₃	0.011472	-
i-C ₄	0.018616	-
n-C ₄	0.002452	-
i-C ₅	0.001430	-
n-C ₅	0.001071	-

Tabla 3.5 Características de las principales corrientes de entrada a la planta (continuación).

C ₆	0.001169	-
C ₇	0.002515	-
N ₂	0.000097	-
CO ₂	0.050491	0.000297
H ₂ S	0.000811	-
H ₂ O	0.000819	0.694577
MDEA	-	0.305126

3.4 DETERMINACIÓN DE LA MEJOR COMPOSICIÓN EN PESO DE LA MEZCLA DE AMINA DEA- MDEA, MEDIANTE LA SIMULACIÓN DEL PROCESO A DIFERENTES CONCENTRACIONES DE LA MISMA.

El concepto de usar una mezcla de amina está basada en su utilidad, selectividad y combinación de las ventajas de cada amina en la mezcla, por ejemplo al mezclar MDEA con DEA se puede incrementar la concentración total de la solución de amina sin aumentar los problemas de corrosión, según investigaciones realizadas por U.P Resources en una planta de tratamiento en Texas, USA [8].

Para determinar la concentración de amina a utilizar se realizan varias corridas con el simulador de proceso Hysys en su versión 3.2 tomando en cuenta los valores máximos de concentración de cada una de estas aminas y los problemas relacionados con la corrosión en los equipos que intervienen en el de procesos.

Tabla 3.6 Características de las principales corrientes de la planta con mezcla de amina.

Propiedades	Corriente	
	Gas de alimentación	Amina al absorbedor
Presión (psia)	1000	995
Temperatura (°F)	90	95
Flujo	30 MMPCND	180 GPM
Componentes	Composición	
	Fracción Molar	Fracción en peso
C ₁	0.869183	-
C ₂	0.039874	-
C ₃	0.011472	-
i-C ₄	0.018616	-
n-C ₄	0.002452	-
i-C ₅	0.001430	-
n-C ₅	0.001071	-
C ₆	0.001169	-
C ₇	0.002515	-
N ₂	0.000097	-
CO ₂	0.050491	0.001847
H ₂ S	0.000811	0.000013
H ₂ O	0.000819	0.498080
DEA	-	0.300036
MDEA	-	0.200023

En la siguiente tabla se muestran las corridas que se realizaron para diferentes composiciones y flujos volumétricos de la mezcla de amina.

Tabla 3.7 Fracción molar de CO₂ para diferentes % en peso de la mezcla de aminas MDEA/DEA variando el flujo volumétrico de la misma.

MDEA/DEA (% p/p)	Tasa de flujo de Mezcla de amina (GPM)	Fracción molar de CO ₂ en el gas dulce
10 / 20	210	0,000651
	240	0,000261
	280	0,000317
	310	0,000354
10 / 30	210	0,000354
	240	0,000414
	280	0,000483
	310	0,000529
20 / 10	210	0,006635
	240	0,005838
	280	0,005578
	310	0,005530
20 / 20	210	0,000459
	240	0,000555
	280	0,000530
	310	0,000415

Tabla 3.7 Fracción molar de CO₂ para diferentes % en peso de la mezcla de aminas MDEA/DEA variando el flujo volumétrico de la misma (continuación).

20 / 30	210	0,000199
	240	0,000193
	280	0,000183
	310	0,000174
30 / 10	210	0,004670
	240	0,002942
	280	0,002182
	310	0,001927

CAPÍTULO IV:

ANÁLISIS DE RESULTADO, CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES

4.1 Discusión de resultado.

4.1.1 Identificar las variables operacionales de la corriente de alimentación del gas natural.

Basándonos en las fuentes bibliográficas referentes a los procesos de endulzamiento se identificaron y definieron las variables operacionales, tales como: presión, temperatura, flujo y composición de la corriente de gas agrio a tratar, con la finalidad de que cumpliera con un patrón típico de contaminantes que nos sirviera para visualizar el comportamiento de corriente gas agrio en presencia de alcalonaminas, dichas condiciones se muestran en la tabla siguientes:

Tabla 4.1 Variables operacionales del gas de alimentación (gas agrio).

Condiciones de gas agrio	
Flujo volumétrico(MMPCND)	30
Presión (psia)	1000
Temperatura (°F)	90
Componentes	Fracción Molar
C ₁	0.869183
C ₂	0.039874

Tabla 4.1 Variables operacionales del gas de alimentación (gas agrio).
(Continuación)

C ₃	0.011472
i-C ₄	0.018616
n-C ₄	0.002452
i-C ₅	0.001430
n-C ₅	0.001071
C ₆	0.001169
C ₇	0.002515
N ₂	0.000097
CO ₂	0.050491
H ₂ S	0.000811
H ₂ O	0.000819

En esta tabla se puede apreciar que la corriente de gas a endulzar cuenta con valores elevados de ácidos (CO₂ = 5,0491% y H₂S = 8,11ppm), se definió de esta manera para visualizar la eficiencia de las alcanolaminas (MDEA y DEA) en una planta de endulzamiento típica, y que ventajas traería al proceso la implementación de una mezcla de las mismas.

4.1.2 Realizar una simulación de la planta de endulzamiento con cada una de las aminas DEA y MDEA.

4.1.2.1 Empleando dietanolamina (DEA).

Partiendo de los datos de la **tabla 3.4** ubicada en el capítulo anterior, se procedió a variar el flujo volumétrico de la corriente de amina pobre con la finalidad

de visualiza el comportamiento de la composición de CO_2 en la corriente de gas dulce, estos resultados de pueden apreciar en la siguiente grafica.

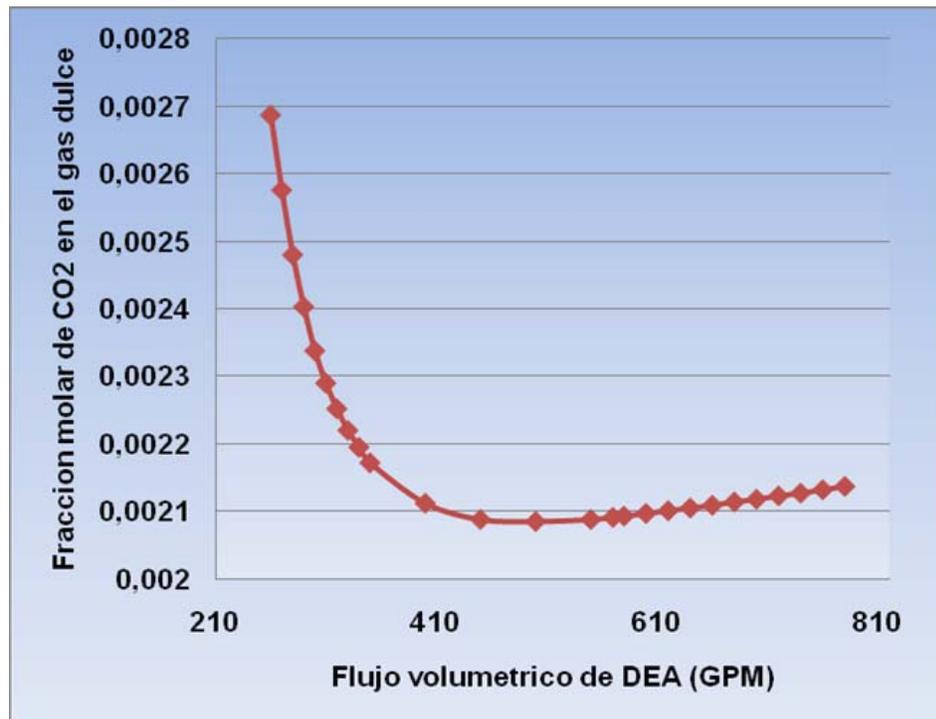


Figura 4.1 Comportamiento de la fracción molar de CO_2 en el gas dulce a diferentes flujos de amina.

Es la figura 4.1 se puede observar que a medida que se aumenta el flujo volumétrico de DEA disminuye el contenido de CO_2 en el gas a la salida de la torre absorbadora (gas dulce) incrementando la eficiencia de remoción de los gases ácido, al mismo tiempo podemos apreciar que al seguir aumentando el flujo de amina esta eficiencia de remoción decrece provocando que el contenido de CO_2 en la corriente de gas dulce aumente trayendo como consecuencia que el agente absorbador se vuelva corrosivo y el gas dulce salga de los parámetros de especificación (4ppm H_2S y 3% CO_2).

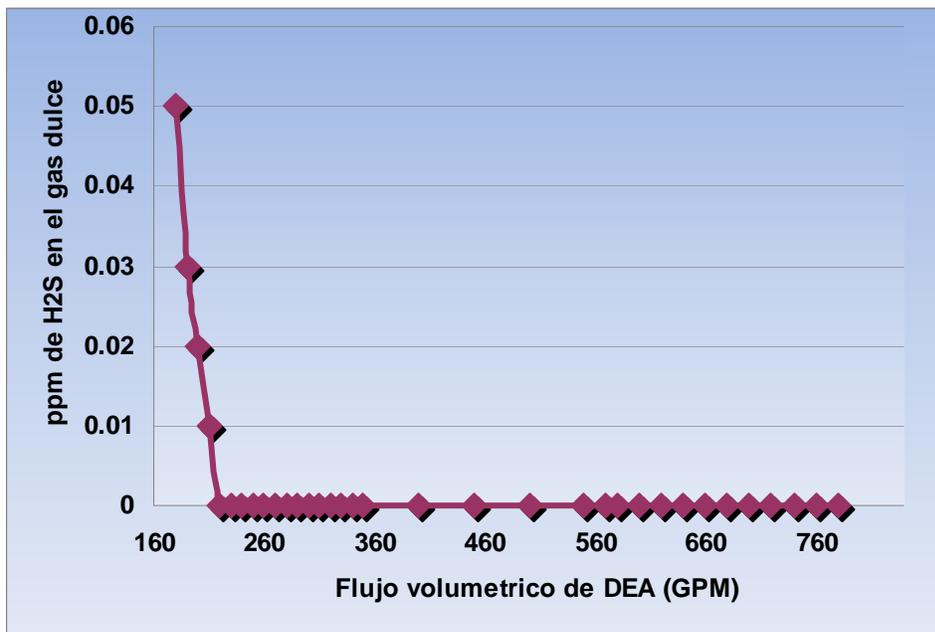


Figura 4.2 Comportamiento de los ppm de H₂S en el gas dulce a diferentes flujos de amina.

En la figura 4.2 se visualiza que a determinado flujo de amina se presentan trazas de H₂S en el gas que sale de la torre absorbadora (gas dulce), debido a la poca selectiva que tiene la DEA respecto al mismo. De igual manera se puede apreciar que al aumenta la tasa de circulación de amina la fracción molar de este contaminante sea hace igual a cero, se debe tener presente que trabajar con un alto flujo de amina trae como consecuencia gastos innecesarios y además puede producir problemas operacionales.

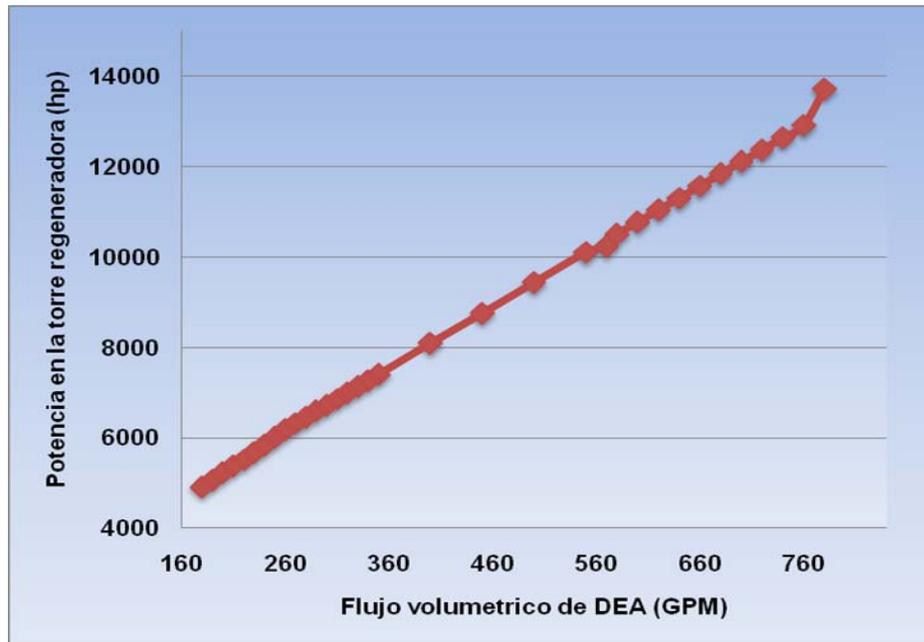


Figura 4.3 Efecto de la tasa de circulación de amina (DEA) a la potencia de la torre regeneradora

La figura 4.3 refleja el aumento de la potencia del rehervidor necesario para lograr una regeneración efectiva a medida que se incrementa el flujo volumétrico de DEA, con la finalidad de que la corriente de amina regenerada mantenga su temperatura.

4.1.2.2 Empleando metildietanolamina (MDEA).

Teniendo como punto de partida los datos de la **tabla 3.5** ubicada en el capítulo anterior, se procedió a modificar el flujo volumétrico de la corriente de amina pobre con el fin de visualizar el comportamiento del contenido de CO₂ en la corriente de gas dulce, estos resultados se pueden apreciar en la siguiente gráfica.

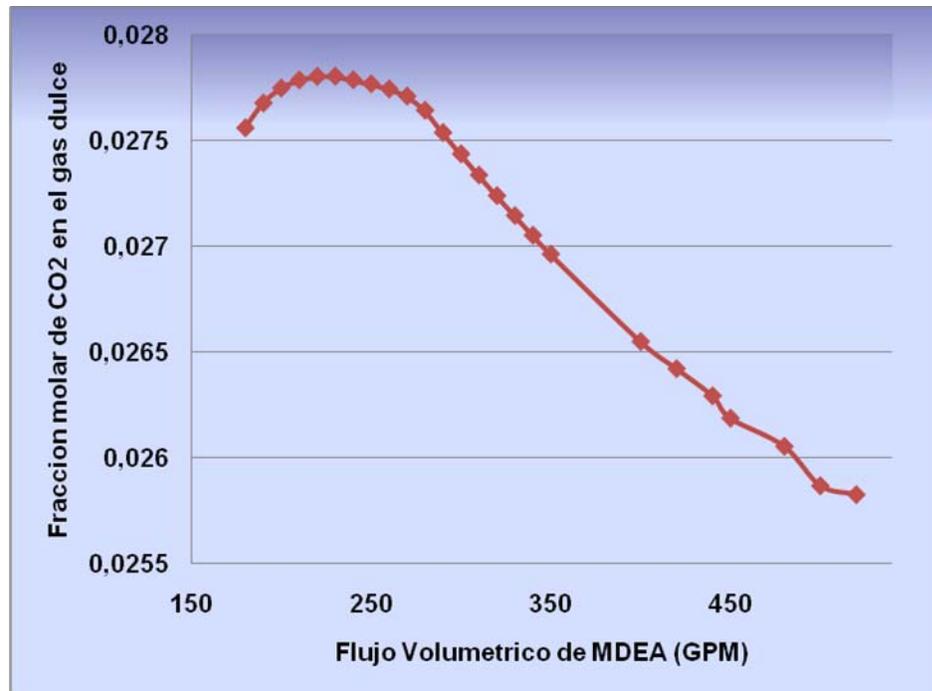


Figura 4.4 Comportamiento de la fracción molar de CO₂ en el gas dulce a diferentes flujos de amina.

En esta figura se puede observar que no se logra una remoción adecuada de los componentes ácidos, debido a las características de la amina empleada. Para obtener una mejor absorción de CO₂ se requiere de un elevado flujo volumétrico de MDEA lo cual trae como consecuencia problemas operacionales en los equipos que conforman la planta de endulzamiento, tales como: la formación de espuma, que impide el óptimo contacto del gas con la solución de amina, corrosión, inundación, entre otros.

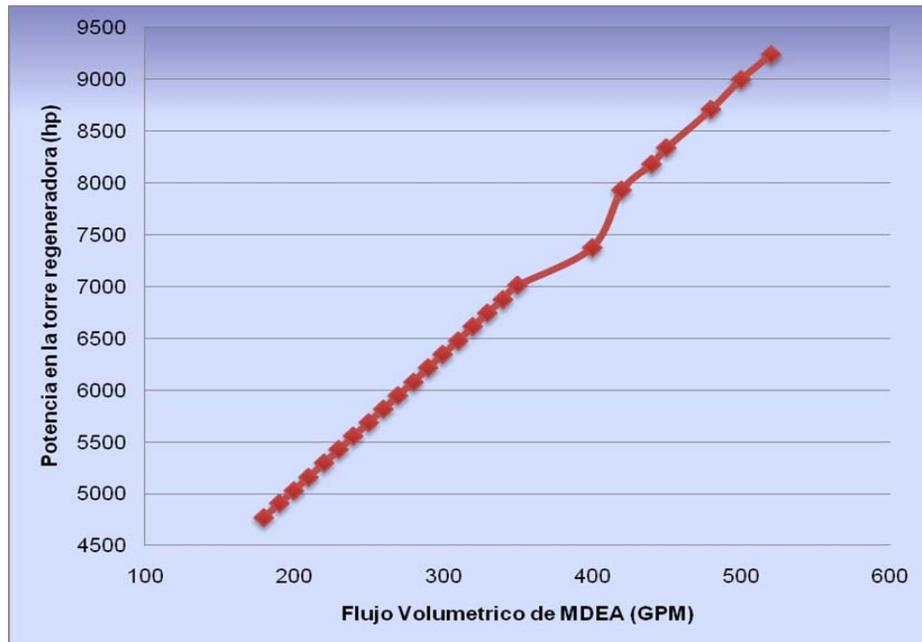


Figura 4.5 Efecto de la tasa de circulación de amina (MDEA) a la potencia de la torre regeneradora

En la figura 4.5 se conserva los mismos lineamiento que la figura 4.3, es decir, refleja el aumento de la potencia del rehervidor necesario para lograr una regeneración efectiva a medida que se incrementa el flujo volumétrico de MDEA, con la finalidad de que la corriente de amina regenerada mantenga su temperatura.

4.1.3 Determinar la mejor composición en peso de la mezcla de amina DEA - MDEA, mediante la simulación del proceso a diferentes concentraciones de la misma.

Por los problemas presentados en las corridas de la planta de endulzamiento con cada una de alcanolaminas, nace la iniciativa de evaluar la fusión de ambas. Teniendo como base de que la DEA en presencia de MDEA ofrece la ventaja de que

la solución rica DEA se pueda regenerar por efecto de una separación instantánea o por la reducción de la carga de gas ácido en el regenerador.

Partiendo de los porcentajes en peso del funcionamiento de cada una de las aminas se procedió a realizar una mezcla de las mismas, con la finalidad de determinar cual era el porcentaje más idóneo, sabiendo que ambas tienen un rango de funcionamiento de entre 10 a 50 % p/p, se realizaron múltiples combinaciones. Con el propósito de identificar los porcentajes en peso de cada amina se realizaron varias corridas, obteniéndose como resultado:

Tabla 4.2 Fracción molar de CO₂ para diferentes % en peso de la mezcla de aminas MDEA/DEA

Tasa de flujo de gas/Mezcla de amina (MMPCND/GPM)	MDEA/DEA (% p/p)	Fracción molar de CO ₂ en el gas dulce	Ppm de H ₂ S
30 / 180	10 / 20	0,002035	0,045
	10 / 30	0,000336	0,038
	20 / 10	0,00989	0,023
	20 / 20	0,00071	0,019
	20 / 30	0,000206	0
	30 / 10	0,009357	0,0006

Manteniendo constante la tasa de gas y de amina definidas en la simulación de cada amina por separado, se realizaron diferentes corridas variando la composición en peso de la mezcla con el objetivo de lograr que la corriente que sale por el tope de la torre absorbadora contenga la menor cantidad de gases contaminantes. En la Tabla 4.2 se reportan las mejores combinaciones de porcentaje en peso de la mezcla de

aminas, siendo la mejor combinación la mezcla que contiene 20 % p/p de metildietanolamona (MDEA) y 30 % p/p de dietanolamona (DEA).

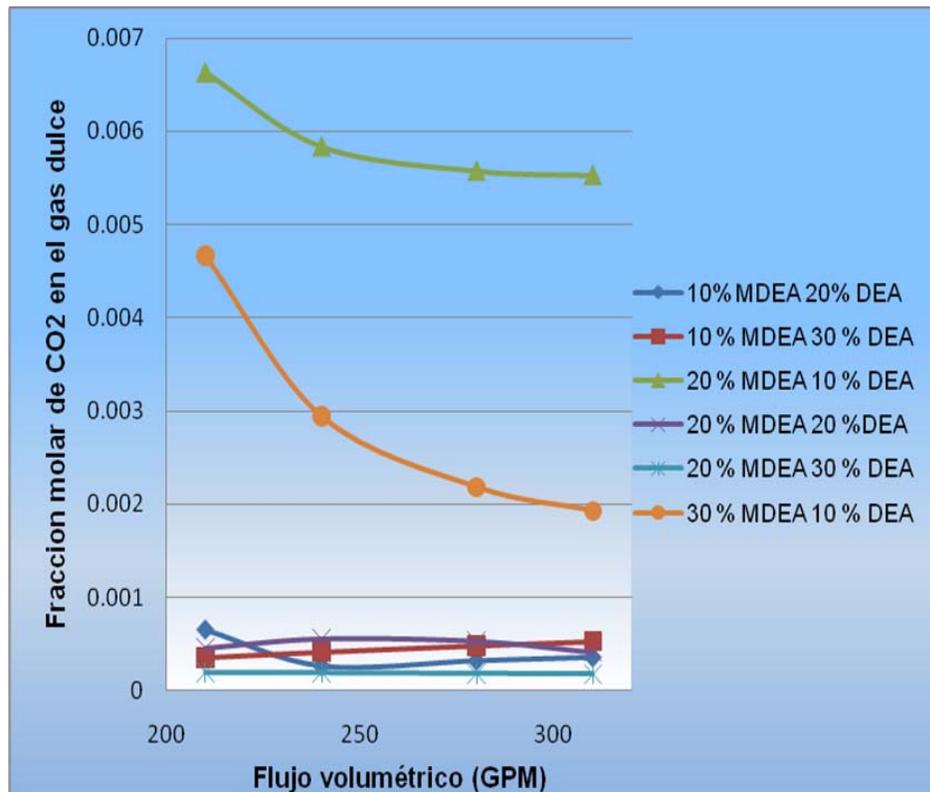


Figura 4.6 Efecto de diferentes porcentajes de la mezcla de aminas a la cantidad de CO_2 del gas dulce para diversas de tasas de circulación.

Tomando como punto de partida las combinaciones de la mezcla expresadas en la Tabla 4.2, se estudió la eficiencia de la mezcla en la absorción de CO_2 variando el flujo volumétrico de la misma, dando como resultado la grafica anterior, la cual evidencia que las combinaciones de 30%p/p de MDEA- 10%p/p DEA y 20%p/p de MDEA- 10%p/p DEA son las menos eficientes en comparación con las otras combinaciones, pero aun así el gas tratado con estas dos combinaciones se encuentra en especificaciones.

Esta grafica también confirma que la combinación más eficiente esta constituida por 20%p/p de MDEA- 30%p/p DEA, debido a que con ella se obtienen las menores concentraciones de CO₂ para las diferentes tasa de flujo.

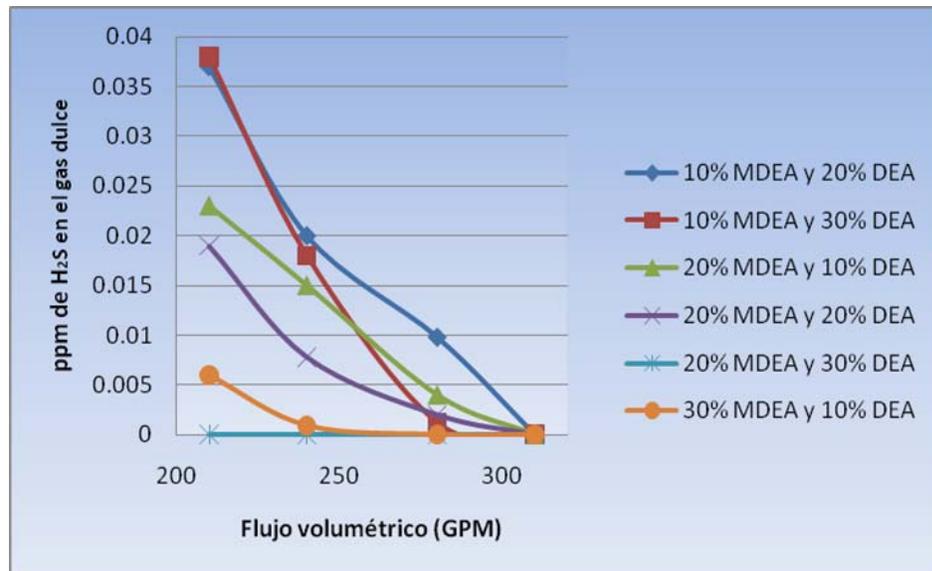


Figura 4.7 Efecto de diferentes porcentajes de la mezcla de aminas a la cantidad de H₂S del gas dulce para diversas de tasas de circulación.

Con la finalidad de evidenciar el mejor desempeño de la mezcla de amina a diferentes concentraciones en el proceso de tratamiento del gas natural, se realizaron una serie de corridas mediante el programa de simulación de proceso Hysys, los resultados obtenidos se reflejan en las figuras 4.8 y 4.9, en ellas se aprecia con claridad que para cualquier tasa de circulación de amina la cantidad de CO₂ en la corriente de gas dulce es menor cuando se utiliza la mezcla.

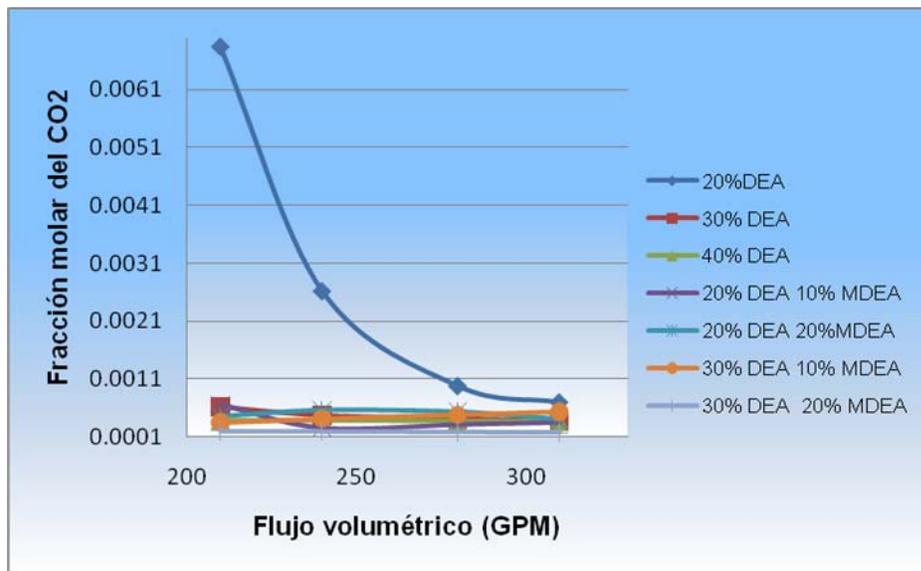


Figura 4.8 Comparación del comportamiento del contenido de CO₂ en presencia de DEA y de la mezcla.

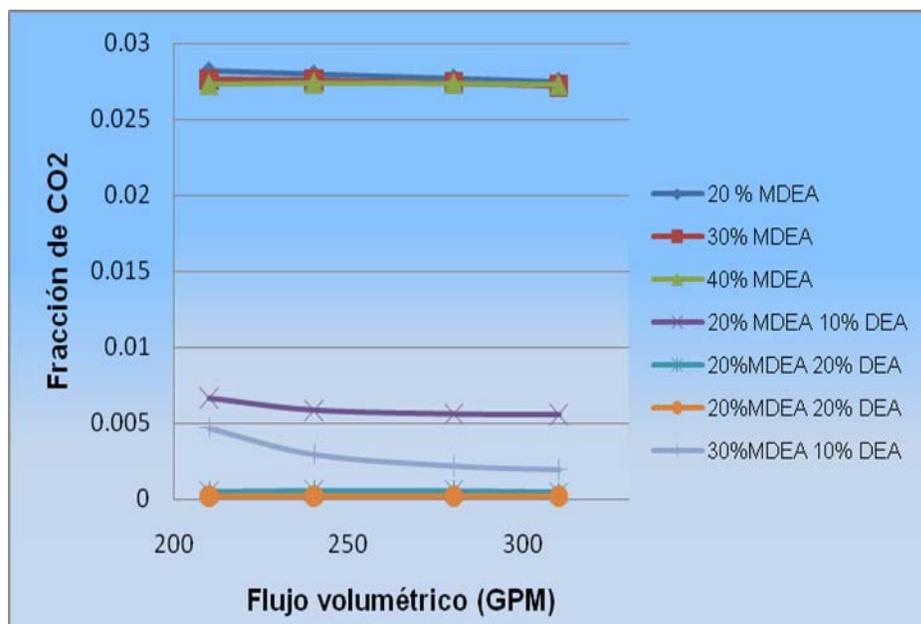


Figura 4.9 Comparación del comportamiento del contenido de CO₂ en presencia de MDEA y de la mezcla.

En las figuras 4.10 y 4.11 se puede apreciar que a medida que se aumenta la tasa de circulación de la mezcla, se disminuye tanto la temperatura del gas que sale de la torre regeneradora (gas ácido) así como la temperatura de la amina regenerada, esto no es recomendable puesto que se modifican las condiciones de entrada de la amina a la torre absorbidora y por ende afecta el proceso de endulzamiento.

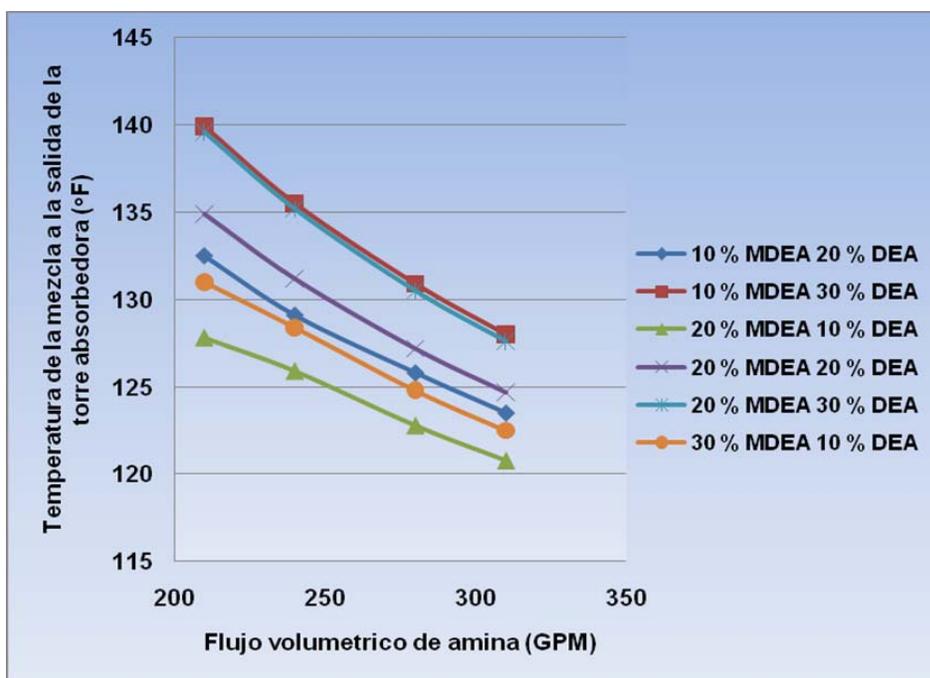


Figura 4.10 Efecto de la tasa de circulación de amina (DEA-MDEA) en la temperatura de la mezcla a la salida de la torre regeneradora.

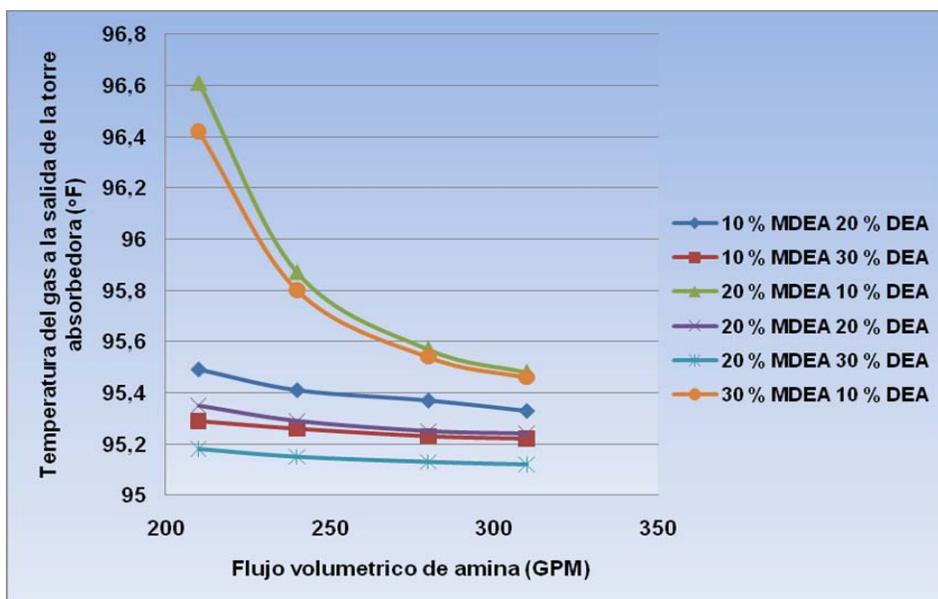


Figura 4.11 Efecto de la tasa de circulación de amina (DEA-MDEA) en la temperatura del gas a la salida de la torre regeneradora.

4.2 CONCLUSIONES

1.- El empleo de dietanolamina (DEA) arroja buenos resultados pero con una alta tasa de flujo volumétrico.

2.- El uso de la metildietanolamina (MDEA) produce un contenido de CO₂ aceptable en el gas dulce pero no tan bajos como los obtenidos cuando se utiliza DEA como solución absorbadora.

3.- El mejor porcentaje de cada amina por separado fue 30,51% MDEA y 18,025% DEA para las condiciones definidas.

4.- Al utilizar una mezcla de aminas se logra disminuir el flujo volumétrico del solvente químico y obtenerse un gas dulce dentro de especificaciones.

5.- La mejor combinación de amina fue 20% en peso de MDEA y 30% DEA.

6.- A medida que se aumenta el flujo de amina se aumenta la potencia en la torre regeneradora

4.3 RECOMENDACIONES

- 1.- Saber interpretar los datos arrojados por el simulador de procesos Hysys.
- 2.- Utilizar el paquete termodinámico apropiado (amine Pkg) para que no se obtengan resultados erróneos.
- 3.- Debe hacerse un estudio económico para determinar que nuestro estudio es óptimo.
- 4.- Mantener la temperatura de entrada de la amina pobre (amina que entra al absorbedor) entre un rango de (5-10) °F por encima de la temperatura de entrada del gas (gas agrio) con el fin de evitar la condensación de los hidrocarburos.
- 5.- Para próximos estudios debe considerarse las pérdidas de aminas en el proceso de endulzamiento.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Barreto, N y Cruz G. (2008). “Determinación de las causas de los problemas operacionales en una planta de endulzamiento de gas natural utilizando MDEA”. Tesis de grado del departamento de ingeniería química.

[2] Cedeño, R (2008). “Evaluación de la Factibilidad de Incremento de la Capacidad de una Torre de Absorción mediante la mezcla de Dietanolamina(DEA) con Metildietanolamina (MDEA) en una Planta de Endulzamiento de Gas”. Tesis de grado del departamento de ingeniería química.

[3] Gómez, A y Lárez, R (2005). “Análisis de varios esquemas de flujo para mejorar el proceso de endulzamiento de gas con aminas”. Tesis de grado del departamento de ingeniería química.

[4] Hernández, E (2008). “Análisis de los efectos causados por los problemas operacionales en una planta de endulzamiento de gas natural con MDEA”. Tesis de grado del departamento de ingeniería química.

[5] Martínez M, "Endulzamiento del Gas Natural", Ingenieros Consultores, S.R.L. Maracaibo —Venezuela. (2004).

[6] Miller A y Ailebram B (2007). Un trabajo titulado “Evaluación de los Parámetros Operacionales en un Modelo de Planta de Endulzamiento de Gas Natural con Metildietanolamina (MDEA) como Absorbente”, Tesis de grado del departamento de ingeniería química.

[7] Moncada A. Luis. Manual del curso de Hysys de la Facultad Regional Mendoza - Utilitarios de Computación. Universidad Nacional de Trujillo. Trujillo – Perú.

[8] Tracy G. Carter, Steven D. Behrens y Jhon T. Collie, “Addition of Static Mixers Increases Treating capacity in Central Texas Gas Plant”, Bryan research & Engineering, Inc. (1998). Disponible: <http://www.bre.com/technicalpapers/technicalpaper.asp?articlenumber=55>.

[9] Zavala J, y Castillo J. "Evaluacion del Incremento en la capacidad de Operación de una planta de Endulzamiento de Gas Natural Mediante la Adición de Mezcladores”, Monografía Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Barcelona — Venezuela. (2006).

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

TÍTULO	“Estudio Conceptual del proceso de Endulzamiento del gas natural empleando una mezcla de DEA- MDEA”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Marcano M, Roselyn G.	CVLAC: 17540526 E MAIL: sandylyn86@hotmail.com
Valera G, Vilmarhyt Del C.	CVLAC: 18407605 E MAIL: vilmarhyt15@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Endulzamiento

Gas Natural

Aminas

DEA-MDEA

Gases Acidos

HYSYS 3.2

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

El gas proveniente de un yacimiento posee una serie de contaminantes tales como H₂S, CO₂, N₂, He y vapor de agua, todos ellos deben ser removidos del mismo, por tal motivo este debe ser tratado. El proceso de endulzamiento del gas natural se realiza con fin de remover los componentes ácidos del gas (H₂S y CO₂), empleando solventes químicos como las alcanolaminas. En este estudio se utilizó como herramienta el simulador de procesos hysys 3.2 para simular una planta típica de endulzamiento con una mezcla de alcanolaminas (metildietanolamina MDEA y dietanolamina DEA). Con tal fin se procedió a especificar una corriente típica de gas natural que contara con concentraciones considerables de gases ácidos (CO₂ = 5,0491% y H₂S = 8,11ppm). Una vez definida las variables y condiciones de operación de la corriente de gas y de amina, se realizó el montaje de la planta de endulzamiento, simulando la misma con cada una de las aminas a diferentes flujos y concentraciones. En la corrida con DEA se visualizó un decrecimiento de la fracción molar de CO₂ en la corriente de gas dulce saliente del absorbedor desde 0.015952 hasta llegar 0.00209 a un flujo 570GPM, pero a medida que se aumentó la tasa de flujo de la amina la eficiencia de la misma decreció puesto que la fracción de CO₂ en el gas dulce comenzó a aumentar desde 0.002092 hasta 0.002136 a un flujo de 780GPM. En la corrida con la MDEA se pudo observar que para altos flujos de amina la concentración de CO₂ en el gas dulce disminuía, a pesar de estos resultados no es factible aumentar el flujo, debido a que cada planta posee un máximo galonaje establecido en el momento de su diseño y superarlo puede traer graves problemas operacionales. Por los motivos antes planteados se estudio el empleo de una mezcla de dichas alcanolamina en la planta de endulzamiento. Para ello se realizaron varias corridas a diferentes porcentajes en peso de la mezcla (MDEA/ DEA) (10/20; 10/30; 20/10; 20/20; 20/30 y 30/10) y a diferentes tasas de circulación de la amina pobre, con el propósito de observar el comportamiento de la planta e identificar la combinación en peso que como resultado el menor contenido posible de contaminantes ácidos. Obteniéndose como mejor combinación la conformada por 20% MDEA y 30% DEA.

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

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
Rondón, José.			X		
	CVLAC:	8328657			
	E_MAIL	rondonjj@gmail.com			
	E_MAIL				
Raven, Hernán.	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:	4136007			
	E_MAIL	hraven1@yahoo.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	Septiembre	29
Año	Mes	Día

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis.Almidón.doc	Documento en word

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:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería Química

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente. Núcleo Anzoátegui

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

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado:

"Los trabajos de grado son propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo participará al Consejo Universitario"

AUTOR**Br. Marcano M, Roselyn G.**

AUTOR**Br. Valera G, Vilmarhyt Del C.**

Ing. Msc José Rondón**Asesor Académico**

Ing. Msc Raven, Hernán**Jurado principal**

POR LA SUBCOMISION DE TESIS**Yraima Salas**