

Unidades de endulzamiento por aminas de planta de gas

Gas plant amine sweetening units

Jerry Harold Fletcher, M.Sc. MBA, PMP®

Universidad Autónoma Gabriel René Moreno. Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales. Unidad De Postgrado, Santa Cruz-Bolivia.

Recibido: 22-12-2022

Aprobado: 23-04-2023

Resumen

Un combustible alternativo que ha surgido actualmente es el gas natural. El gas natural es una mezcla de hidrocarburos gaseosos formado principalmente por metano. Sin embargo, debido a que se encuentra en depósitos naturales subterráneos viene acompañado de diversas impurezas o contaminantes, entre los cuales están los gases ácidos H₂S y CO₂ que provocan corrosión en las líneas y equipos de proceso dificultando su distribución, disminuyen su poder energético e incrementan la toxicidad en los gases emitidos durante la combustión. Para la remoción o eliminación de estos compuestos ácidos del gas se utilizan sistemas de absorción – desorción utilizando un solvente selectivo. El gas alimentado se denomina “amargo”, el producto “gas dulce” y el proceso se conoce generalmente como “endulzamiento”. Existen diversas patentes para llevar a cabo el proceso de endulzamiento del gas natural, las cuales difieren en el tipo y composición del solvente empleado. El aumento en la demanda de gas natural obliga a mejorar el proceso de endulzamiento, al incrementar la producción de gas dulce y disminuir los costos de operación. Estudios realizados en esta área se encaminan a la reducción de pérdidas de amina, mediante la manipulación de las variables operativas e implementación de dispositivos, obteniéndose excelentes resultados en el ahorro de costos sin alterar la capacidad ni la calidad de endulzamiento. Como ya se tiene comprobado, las mezclas de aminas son el mejor método para incrementar la capacidad o mejorar la eficiencia en las unidades de endulzamiento. Actualmente, el enfoque está dirigido hacia las aminas secundarias y terciarias, particularmente sobre el uso de mezclas de dietanolamina (DEA) y metildietanolamina (MDEA) para llevar a cabo la separación del CO₂. Se puede trabajar con cualquier mezcla de aminas en solución acuosa o se le puede añadir a ésta un solvente físico para su estudio.

Palabras claves: Endulzamiento, Aminas, Planta de gas

<https://www.itsup.edu.ec/sinapsis>



Abstract

An alternative fuel that has emerged today is natural gas. Natural gas is a mixture of gaseous hydrocarbons formed mainly by methane. However, because it is found in natural underground deposits, it is accompanied by various impurities or contaminants, among which are the acid gases H₂S and CO₂ that cause corrosion in the lines and process equipment, making its distribution difficult, reducing its energy power and increasing toxicity in the gases emitted during combustion.

For the removal or elimination of these acid compounds from the gas, absorption-desorption systems using a selective solvent are used. The feed gas is called "bitter", the product "sweet gas", and the process is generally known as "sweetening". There are several patents to carry out the natural gas sweetening process, which differ in the type and composition of the solvent used. The increase in the demand for natural gas makes it necessary to improve the sweetening process, by increasing the production of sweet gas and reducing operating costs. Studies carried out in this area are aimed at reducing amine losses, through the manipulation of operating variables and the implementation of devices, obtaining excellent results in cost savings without altering the capacity or quality of sweetening. As already proven, amine blends are the best method to increase capacity or improve efficiency in sweetening units. Currently the focus is directed towards secondary and tertiary amines, particularly on the use of mixtures of diethanolamine (DEA) and methyldiethanolamine (MDEA) to carry out CO₂ separation. You can work with any mixture of amines in aqueous solution or you can add a physical solvent to it for study.

Keywords: Sweetening, Amines, Gas plant

Introducción

La aportación de este trabajo es hacer que la planta piloto de endulzamiento opere de forma continua e identificar los principales problemas por los cuales se obtienen buenos resultados en la absorción, pero ninguno en la desorción, así como el diseño de los intercambiadores de calor que darán solución a este problema y con los cuales se obtendrán mejores resultados en ambas partes del proceso y en la operación general de la planta. Se propone este proyecto para realizar un diseño de una unidad de endulzamiento por aminas de la planta de gas la Vertiente para tratamiento de una corriente de gas corrosiva procedente del campo caigua así también explotar el potencial hidrocarbúfero. Desde el punto de vista técnico, el motivo que llevo a realizar el presente proyecto, tiene

<https://www.itsup.edu.ec/sinapsis>



como justificación, explotar el potencial hidrocarburífero del campo Caigua, y para tal propósito, se debe realizar el tratamiento adecuado, implementando una unidad de endulzamiento en la planta de tratamiento de gas La Vertiente, dado que en la actualidad procesa un gas con un contenido bajo en CO₂, razón por la cual, no cuenta con dicha unidad. Con la implementación de la nueva unidad, la planta podrá procesar un gas corrosivo y obtener un gas dulce, libre de impurezas, bajo especificaciones de venta y se dará un aprovechamiento óptimo de las instalaciones, para que se pueda obtener un gas apto para su transporte y comercialización.

La implementación de una unidad de endulzamiento se realiza con el fin de la remoción de los contaminantes presentes en el gas natural, de esta manera, evitar en un futuro daños a los equipos e instalaciones en Planta La Vertiente, dando lugar a la viabilidad económica que se tiene al reducir gastos en mantenimiento y producción del mismo, por otra parte, se obtendrá una mayor entrega de los volúmenes de producción de gas tratado por parte de la Planta, lo cual tendrá como beneficio: cumplir con el contrato de gas de venta pactada con mercado interno y externo y por ende recibir mayores ingresos económicos por renta petrolera. Con la ejecución y realización del presente proyecto se dispondrá de nuevos volúmenes de gas tratado, de tal manera que ayude a satisfacer con la necesidad del mercado interno y externo del país, por otro lado, la puesta en ejecución del proyecto traerá consigo la generación de empleos directos e indirectos para su desarrollo.

Materiales y métodos

Gas Natural

El gas natural es una mezcla gaseosa inflamable que se encuentra con o sin aceite en los yacimientos, en donde es predominante el metano (CH₄) y algunas moléculas pesadas de parafinas (C_nH_{2n+2}).

Se encuentra en la naturaleza como “gas natural asociado” cuando está acompañado de petróleo, y como “gas natural no asociado” cuando no está acompañado de petróleo. A diferencia del petróleo, el gas natural no requiere de plantas de refinación para procesarlo y obtener productos comerciales. Las impurezas que pueda contener el gas natural son fácilmente separadas por procesos físicos relativamente sencillos. Beggs (1984) señala que las impurezas que se encuentran en el gas natural son principalmente dióxido de carbono (CO₂), ácido sulfhídrico (H₂S) y nitrógeno (N₂). Estas impurezas deben ser removidas antes que el gas sea comercializado como combustible, o sea derivado para otras aplicaciones industriales. (Barreto, N y Cruz G., 2008)



Composición del gas natural

La composición del gas natural depende de la geología, no existe una composición o mezcla que se pueda tomar para generalizar la composición del gas natural. Cada gas tiene su propia composición, de hecho, dos pozos de un mismo yacimiento pueden tener una composición diferente entre sí.

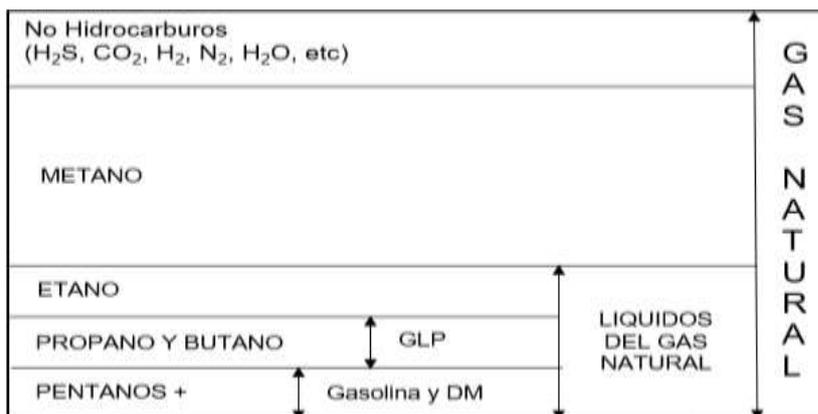
En la Tabla 1 se exponen los componentes más comunes del gas natural y sus fracciones, más adelante en la Figura 1.2 se aprecian los constituyentes del gas natural, dándonos así una mejor idea sobre la composición del gas natural. (Campbell, 1994)

Tabla 1: Componentes del gas natural

Componente	Composición (Vol. %)		
	Húmedo	Rango	Seco
Hydrocarbons			
Metano	84.07		96.0
Ethano	6.4		2.0
i-Butano	1.2		0.18
n-Butano	1.4		0.12
i-Pentano	0.4		0.14
n-Pentano	0.2		0.006
Hexano	0.4		0.10
Heptano+	0.1		0.80
No hydrocarbons			
Dióxido de Carbono		0-5	
Ácido Sulphídrico		0-5	
Nitrógeno		0-10	
Helio		0-0.5	
Argon		0-0.05	

Fuente: Guo & Ghalambor, 2009

Figura 1: Constituyentes del gas natural



Fuente: PERUPETRO S.A “Componentes básicos del gas natural”, septiembre 2010

Proceso de endulzamiento o desacidificación

El endulzamiento del gas natural cubre lo inherente a la eliminación de los componentes ácidos que, por lo general, contiene el gas en su estado natural. En consecuencia, el nombre más apropiado debió ser desacidificación. De las primeras traducciones tomadas del inglés “sweetening” procede de la palabra que ahora se emplea y que se fijó de manera permanente entre los ingenieros y operarios de la industria.

El término “tratamiento” es mucho más amplio, porque introduce, además del endulzamiento del gas natural, la eliminación del agua y otros componentes indeseables. El desarrollo y crecimiento de la industria del gas natural ha dependido del desarrollo de la tecnología o “Know how” para resolver problemas de procesos y transportes.

El endulzamiento del gas natural con aminas comenzó hace aproximadamente 150 años. Luego de unos pocos años de utilizar tri etanolamina, la mono etanolamina domino el mercado. La operación se caracterizó por bajas concentraciones de amina, picos bajos de gases ácidos, altos rangos de circulación de solvente y altas tareas del rehervidor. Estas condiciones eran necesarias para prevenir la excesiva corrosión.

Luego de aproximadamente 30 años hubo un segundo periodo donde la dietanolamina fue el solvente preferido. Hubo mejoras en la fuerza de las soluciones, en las cargas de gas ácido, rangos de circulación, requerimientos de energía y rangos de corrosión.

Los últimos años han visto avances significativos en el desempeño de las plantas de amina. Esto se debe a las propiedades superiores de las aminas especializadas, formuladas para aplicaciones específicas. Esto incluye selectividad (la habilidad de absorber H₂S y desprender CO₂), altas concentraciones de amina, eliminación de sulfuro orgánico, etc. (Gómez, A y Lárez, R, 2005)



Tipos de procesos

En esencia, hay 8 categorías de procesos de des acidificación o endulzamiento:

- Procesos con solventes químicos.
- Procesos con solventes físicos.
- Procesos con solventes híbridos o mixtos.
- Procesos de conversión directa (solamente para remoción del H₂S).
- Procesos de lecho solido o seco.
- Mallas moleculares.
- Membranas.
- Otros.

Contenido de gases ácidos en el gas natural

A pesar de que de ordinario se utiliza el término gas ácido para denotar la presencia de CO₂ Y H₂S en el gas natural. La literatura más reciente califica como ácido al que contiene estas impurezas en altas concentraciones que aplica a los residuos que se retiran del regenerador de las plantas de amina, mientras que reserva el término agrio para el gas natural que ingresa a las plantas de endulzamiento para ser desacidificado o endulzado. Otros componentes indeseables de naturaleza ácida son el sulfuro de carbonilo (COS), el cual es un compuesto inestable, corrosivo y tóxico que generalmente se descompone en CO₂ Y H₂S; los mercaptanos de fórmula general RSH, donde los más comunes son el metilmercaptano y el etilmercaptano, reconocibles por su olor y el poder corrosivo. Además, son compuestos inestables que reaccionan con algunos solventes que los descomponen. Los disulfuros, de fórmula general (RS)₂, entre los cuales el más sencillo es el disulfuro de carbono (CS₂), también son inestables, aunque más estables que los mercaptanos, adicionalmente, son corrosivos y tóxicos.

El oxígeno (O₂), el monóxido de carbono (CO) y el mercurio (Hg) son otras impurezas comunes en el gas natural. No obstante, se debe tener presente que, por lo general, la presencia de oxígeno en el gas natural es una consecuencia de no hacerle el vacío al cilindro de muestreo. De la misma manera el CO en el gas suele ser subproducto de la combustión. (Maddox, 1977)

Factores que se consideran en el endulzamiento del gas natural

1. Impurezas En El Gas De Alimentación

Para seleccionar las variables de operación que se ajuste a la satisfacción de las necesidades, es necesario examinar cuidadosamente la composición del gas de alimentación.

2. Cantidad De Co₂ Que Se Va A Remover

El proceso de endulzamiento con solventes químicos es atractivo por su efectividad para la remoción de CO₂. Si bien a caudales bajos de gas estos cambios no influyen significativamente, pero si lo es a caudales altos, ya que traducido a cantidades de gas ácido que ingresan al sistema; mayor será el consumo de servicios en la absorción y regeneración de la solución. (Miller A y Ailebram B, 2007)

3. Especificaciones De Gas Tratado

Hay algunas especificaciones donde se requiere más cuidado con la extracción del CO₂. Por ejemplo, el uso de gas ácido para propósitos de inyección (a 5000 lpca), debido a los efectos de la corrosión, se hace necesario cumplir con los requerimientos establecidos por los organismos de control internacional, como la Asociación Nacional de Ingeniería de Corrosión de los Estados Unidos (NACE). Cuando se fijen especificaciones del gas tratado con un contenido muy bajo de contaminantes, se requerirá de dos etapas de absorción y se debe usar un solvente limpio para el despojamiento. (Martínez M, 2004)

Resultados

A continuación, se describe un modelo de una unidad de endulzamiento por aminas de una planta de gas.

Una de las ventajas de emplear la metildietanolamina y con mucha más razón las aminas reformuladas con respecto a las aminas convencionales en solución acuosa, se debe a que se pueden utilizar en mayor concentración con lo cual se incrementa la capacidad de remoción de gas ácido.

Otra ventaja que presenta el uso de las aminas reformuladas basadas en MDEA, es la reducida carga ácida que lleva consigo una vez regenerada la solución, contribuyendo a mejorar la eficiencia de remoción.

Tabla 1. Parámetros en el regenerador y tanque de reflujo

Características del Sistema	Monoetanolamina (MEA)	Metildietanolamina (MDEA+, UCARSOL)
T _{tanque de reflujo} (°F) =	152	152
P _{tanque de reflujo} (LPC) =	4	4

<https://www.itsup.edu.ec/sinapsis>



$T_{\text{Fondo del Regenerador}} (^{\circ}\text{F})$	242	238
$T_{\text{Tope del Regenerador}} (^{\circ}\text{F}) =$	271	271

Fuente: Elaboración propia

La temperatura necesaria en el fondo del rehervidor que corresponde a la temperatura de burbuja para las soluciones a la presión de trabajo del rehervidor, es obtenida de un diagrama de fases binario para ambos solventes en solución acuosa.

Tabla 2. Tasa de circulación de la solución

Características del Sistema	Monoetanolamina (MEA)	Metildietanolamina (MDEA+, UCARSOL)
Tasa másica de la solución (agua + solvente), Lb/hr	105.435,24	69.935,25
Tasa volumétrica de la solución (agua + solvente), gpm	213,01	136,80

Fuente: Elaboración propia

Esta diferencia en la tasa másica con menor valor para las aminas reformuladas, se debe básicamente al cambio de concentración entre la amina convencional y la amina reformulada, a pesar que en términos de solvente puro requerido para remover un mol de gas ácido es mayor para las aminas reformuladas.

En cuanto a la tasa volumétrica, igualmente que, para el caso de la tasa másica de solución requerida, la diferencia está a favor de las aminas reformuladas básicamente por similares razones; ya que el efecto de la densidad no es muy relevante en este caso.

Tabla 3. Calor remanente en la amina

Calor remanente en la amina = Q_r (CO ₂) - $Q_{\text{(absorbe el gas)}}$, Btu/hr	2.537.972,15	1.588.355,93
---	--------------	--------------

Fuente: Elaboración propia

Esta diferencia se debe principalmente y es proporcional a las tasas de circulación de solución de amina requeridas, ya que el efecto en la variación de los calores de reacción no impacta mayormente.

Tabla 4. Incremento de la temperatura del gas en el absorbedor

Características del	Monoetanolamina	Metildietanolamina
---------------------	-----------------	--------------------



Sistema	(MEA)	(MDEA+, UCARSOL)
T (°F)	5	5

Fuente: Elaboración propia

Este valor puede ser asumido por el diseñador, tomando en cuenta que la temperatura a la salida del gas del absorbedor, debería estar muy cercana a la temperatura de entrada de la solución pobre.

Tabla 5. Temperatura de solución pobre o limpia a la entrada del absorbedor

Características del Sistema	Monoetanolamina (MEA)	Metildietanolamina (MDEA+, UCARSOL)
T (°F)	150	150

Fuente: Elaboración propia

Este valor es seleccionado por el diseñador, teniendo cuidado en que esté como mínimo en 10°F por encima de la temperatura de entrada del gas. A mayor valor de esta se requiere menor carga calorífica en el rehervidor, el máximo valor está limitado a 150 °F cuando es CO₂.

Tabla 6. Intercambiador de calor amina-amina

La solución rica se calienta de, °F	160,36	160,49
a, °F	175,36	175,49
La solución pobre se enfría de, °F	242	238
a, °F	212,74	209,49
Área de transferencia de calor requerida, pie ²	220,54	186,78

Fuente: Elaboración propia

La temperatura de entrada de la solución rica al intercambiador corresponde a la temperatura que obtiene a la salida del absorbedor, y el incremento de temperatura es asumido; para este caso se consideró 15 °F en ambos sistemas.

El valor máximo de la temperatura de la solución rica a la salida del intercambiador no debe ser mayor de 210 °F, para evitar vaporización del agua contenida.

La temperatura de salida de la solución pobre del fondo del regenerador es igual a la temperatura determinada del diagrama binario en la tabla 2. La temperatura de salida de la solución regenerada del intercambiador amina-amina, responde a una disminución por efecto de la transferencia de calor a la solución cargada de gas ácido proveniente del absorbedor que se dirige al regenerador. Debido a que el diferencial de temperatura asumido es el mismo, y que los parámetros de transferencia de calor son similares en ambos sistemas se obtiene esta similitud en el tamaño del intercambiador.

Tabla 7. Carga calorífica

Características del Sistema	Monoetanolamina (MEA)	Metildietanolamina (MDEA+, UCARSOL)
Carga calorífica para elevar la temperatura de la solución en el regenerador, Btu/hr	6.868.456,71	4.171.379,32
Carga calorífica total en el rehervidor, Btu/hr	12.189.879,86	8.018.140,74

Fuente: Elaboración propia

La diferencia que se observa tanto, en el calor requerido para elevar la temperatura de la solución en el regenerador, como en la carga calorífica total en el rehervidor, se debe, principalmente al cambio en las tasas de circulación. Esta diferencia en el requerimiento de carga calorífica en el rehervidor entre un sistema y otro es de aproximadamente 50%, lo cual representa una gran ventaja cuando se usan los solventes reformulados debido a los ahorros de energía, trayendo consigo una relevante disminución de los costos operacionales.

Tabla 5.8. Características de la solución que deja la torre de regeneración

Características del Sistema	Monoetanolamina (MEA)	Metildietanolamina (MDEA+, UCARSOL)
Fracción molar YCO ₂ , antes del condensador	0,4082	0,4757
Cantidad de vapor que deja la torre (H ₂ O + CO ₂), Lbmol/hr	211,46	181,42

<https://www.itsup.edu.ec/sinapsis>



Cantidad de agua que se vaporiza en el tope del regenerador, Lbmol/hr	125,15	0,35
Cantidad de agua que se condensa y sale por el fondo del tanque de reflujo para regresar como reflujo al tope de la torre de regeneración, gpm	4,2468	3,1430
Cantidad de agua a restituir en el tanque de suministro para mantener concentración de la solución, gpm	0,3524	0,3524
Potencia requerida por la bomba de reflujo, bhp	0,025	0,018

Fuente: Elaboración propia

Esta diferencia corresponde a una variación inversamente proporcional con la carga ácida de ambos sistemas, con lo cual se observa también la diferencia en la capacidad de remoción de gas ácido.

Se observa que con las aminas reformuladas es menor la cantidad de fluidos que se maneja en el tope del regenerador.

En este caso la cantidad de agua a restituir es la misma debido a que las condiciones de salida del gas ácido en el tope del regenerador son iguales. Aun cuando es un requerimiento pequeño de potencia se observa una diferencia entre uno y otro sistema de 35%.

Tabla 9. Dimensionamiento del tanque de suministro

Características del Sistema	Monoetanolamina (MEA)	Metildietanolamina (MDEA+, UCARSOL)
Diámetro, pies	5	5
Altura, pies	32	32

Fuente: Elaboración propia



En cuanto a la altura se mantiene el tamaño en ambos sistemas, pero en el diámetro se observa diferencia, variando consigo el volumen total del tanque, correspondiendo básicamente a las tasas de circulación.

Tabla 10. Dimensionamiento del acumulador de reflujo

Características del Sistema	Monoetanolamina (MEA)	Metildietanolamina (MDEA+, UCARSOL)
Diámetro, pies	5	4
Altura, pies	8	8

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a la altura se mantiene el tamaño en ambos sistemas, no obstante en cuanto al diámetro se observa una variación, modificando consigo el volumen total del acumulador, correspondiendo básicamente a las tasas de circulación.

Tabla 11. Especificaciones del condensador

Características del Sistema	Monoetanolamina (MEA)	Metildietanolamina (MDEA+, UCARSOL)
Fluido interno	Agua de enfriamiento	Agua de enfriamiento
Fluido Externo	Vapor	Vapor
Numero de pasos por la carcaza =	1	2
Numero de pasos por los tubos =	2	4
Cantidad de calor a retirar Qc, Btu/hr	366.116,08	301.281,08
Flujo másico de agua requerido, lb/hr	12.226,69	10.061,48
Area de transferencia de calor del condensador, pie ²	38,95	32,06

Fuente: Elaboración propia



Se asumió agua como fluido de enfriamiento, podría haber sido aire o cualquier otra corriente fría que estuviera disponible en la planta. Además, se asumió que vapor circule por la carcasa debido a que es un fluido caliente y se desea enfriar para lo cual contribuye el ambiente. Calculado en base al procedimiento descrito en el capítulo 9 del GPSA.

La diferencia en estos valores se debe principalmente al contraste en las cantidades de fluido que circulan en el tope del regenerador.

Tabla 12. Capacidad de la bomba de solución

Características del Sistema	Monoetanolamina (MEA)	Metildietanolamina (MDEA+, UCARSOL)
Potencia requerida, bhp	221,39	143,03

Fuente: Elaboración propia

Corresponde directamente con la diferencia en las tasas de circulación de solución en ambos sistemas. En este punto es importante resaltar la gran diferencia en la potencia requerida de aproximadamente 55%, con lo cual se muestra que el uso de las aminas reformuladas contribuye con los ahorros energéticos y por consiguiente disminuye los costos operacionales del procesamiento de una determinada corriente de gas natural.

Tabla 13. Especificaciones del absorbedor

Características del Sistema	Monoetanolamina (MEA)	Metildietanolamina (MDEA+, UCARSOL)
Diámetro, pulgs	42	42
Número de platos teóricos	5,0	3,0
Número de platos reales	20	12
Altura, pies	45	29

Fuente: Elaboración propia

Para ambos sistemas se tiene el mismo valor ya que este depende principalmente, de la cantidad de gas que se maneja.

Calculados partiendo del factor de absorción promedio de Krensén y Brown, descrito en el capítulo 19 del GPSA, asumiendo una eficiencia para los platos de 25%.

La diferencia se debe a la capacidad de absorción de gas ácido por cada uno de los solventes.



La diferencia en la altura del absorbedor es proporcional al número de platos, asumiendo un espaciado entre platos de 24" para ambos sistemas. Adicionalmente con aminas convencionales es necesario instalar un extractor de espuma en el tope.

Tabla 14. Especificaciones del regenerador

Características del Sistema	Monoetanolamina (MEA)	Metildietanolamina (MDEA+, UCARSOL)
Diámetro, pulgs	67	61
Número de platos teóricos	5	4
Número de platos reales	20	16
Altura, pies	40	32

Fuente: Elaboración propia

Corresponde a la diferencia de volúmenes de solución manejados. Calculados en función del vapor de despojamiento, tal como está descrito en el capítulo 19 del GPSA, asumiendo una eficiencia para los platos de 25%. Los valores son iguales debido a que la cantidad de gas ácido a retirar en ambos casos es la misma.

Tabla 15. Costo estimado de la planta

Características del Sistema	Monoetanolamina (MEA)	Metildietanolamina (MDEA+, UCARSOL)
Costo año 2024, dólares USA, \$	799.491	369.632

Se observa que el costo de inversión de la planta de UCARSOL es aproximadamente el 25% menor al costo de una planta de amina convencional.

Adicionalmente cabe resaltar la disminución de costos operacionales que representa la planta de UCARSOL®, discutidos anteriormente principalmente por la reducción en el consumo de energía.

Discusiones

Se logró reunir toda la información necesaria de condiciones operativas de la unidad de endulzamiento, y se logrará identificar aspectos importantes, que se aplican en la propuesta. Así también se elaboró un diagnóstico en el La Vertiente y se mencionó cuatro



Pozos con los que trabajara el Campo La Vertiente y se determinó que el gas que ingresa al campo es un gas ácido con 3.12 % de CO₂. Por lo tanto, es necesario realizar un tratamiento para ajustarlo a la norma.

Se determinó la cantidad y concentración de los contaminantes de gas a la entrada y salida de la planta, dando como resultado que el Gas ingresa con 3.12 % de CO₂ y después del tratamiento, el gas sale con 1.81 % de CO₂

Conclusiones

Se debe realizar un estudio más profundo con respecto al proceso de Endulzamiento de Gas con la utilización de Aminas Activadas.

La selectividad hacia la remoción del CO₂, disminuye a medida que la amina posea un mayor número de sustituyentes, lo que implica que el CO₂ posea un menor impedimento para interactuar con el par de electrones libres existentes. En orden decreciente de selectividad se dispone de la manera siguiente: MEA > DEA > MDEA.

Con respecto al simulador de procesos de HYSYS V-10, se recomienda incorporar dentro de la data de compuestos que maneja en el simulador, tanto el para-xileno como la piperazina, ya que actualmente las plantas se están construyendo a nivel mundial emplean aminas activadas como solventes.

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. Campbell, J. (1994). Gas Conditioning and Processing (Seventh Edition ed.). Oklahoma U.S.A.
3. Cedeño, R. (2008). “Evaluación de la Factibilidad de Incremento de la Capacidad de una Torre de Absorción mediante la mezcla de Dietanolamina(DEA). Metildietanolamina (MDEA) en una Planta de Endulzamiento de Gas”.
4. Dingman, J. C. (2000). Amine Guard FS Process. Gas Processing . págs. 15-19.
5. Gas Processors Suppliers Association. (Eleventh Edition ed., Vol. Volumen I y II). (1998). Oklahoma, USA.: Engineering data Book.
6. 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. .

7. Greene, R. W. (1995). *Compresores Selección, Uso y Mantenimiento* (Segunda Edición ed.). Interamericana de México. México D.F, México.: McGraw-Hill.
8. 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.
9. Kevin, L. (1999). *Decreasing Contactor Temperature Could Increase Performance*. (Third Editin ed.). Texas, USA.: Bryan Research & Engineering, Inc.

