DISEÑO DEL PROCESO DE ENDULZAMIENTO DE GAS NATURAL. SIMULACIÓN Y COMPARACIÓN.

J. P. Gutiérrez^{1*}, T. S. Sosa², L. Ale Ruiz³, A. Riveros Zapata⁴, E. Erdmann⁵

¹Instituto de Investigaciones para la Industria Química
(INIQUI – UNSa – CONICET).

^{1,3,4}Consejo de Investigación. ^{1,2,3,4}Facultad de Ingeniería –
Universidad Nacional de Salta.

⁵Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA).

*Email: gutierrezjp@unsa.edu.ar

Resumen. El proceso de endulzamiento de gas natural es un proceso mediante el cual se ajusta el contenido de gases ácidos, como el CO₂ o H₂S, de las corrientes que salen de pozo, a los valores permitidos por especificación, generalmente del ente regulador competente. Hasta la actualidad se han desarrollado diversas formas para endulzar el gas natural, la elección de una en particular depende, por ejemplo, de la cantidad de contaminantes ácidos a remover. Uno de los procesos más empleados es la absorción química con aminas, donde el gas natural se pone en contacto en contra-corriente con una solución acuosa de amina. Este tipo de tratamiento es común en las plantas de acondicionamiento de gas del norte de la Provincia de Salta, Argentina.

En este proceso, una solución acuosa de amina, denominada amina pobre, reacciona con los gases ácidos formando compuestos que son solubles en agua, y, por lo tanto, liberando al gas natural de los compuestos ácidos. El ciclo se completa con una etapa de regeneración de amina, en donde se remueven los componentes absorbidos en la solución, para hacer recircular la amina pobre y así cerrar el ciclo.

El proceso descrito, que está integrado desde el punto de vista material y energético, consta entonces de dos partes fundamentales, la torre de absorción y la torre de regeneración. La tecnología empleada para este tipo de remoción se actualiza permanentemente, para lograr optimizar por sobre todo el consumo de energía.

A lo largo de los años, se han presentado un sinnúmero de patentes y formas de adaptar el proceso. De ahí la importancia que cobran los simuladores, que permiten explicar los procesos de forma virtual, realizar modificaciones preliminares y evaluar su impacto en la operación real, con costos significativamente bajos. Adicionalmente, en literatura específica, se encuentran distintos procedimientos para lograr explicar y diseñar este tipo de plantas de forma teórica, por lo que su uso es también destacable.

En este trabajo, se simula el proceso de endulzamiento de un gas típico del norte argentino con una amina en particular. La simulación se hace empleando el simulador de procesos Aspen Hysys, del cual la Facultad de Ingeniería de la UNSa posee licencia. Posteriormente, para el mismo proceso, se realiza el diseño siguiendo un método presentado en bibliografía, de manera de comprender el proceso desde el punto de vista del diseño y el operativo. Uno de los objetivos consiste en evaluar con cuál de las dos formas se tiene una mejor aproximación de la realidad, teniendo en cuenta las suposiciones intermedias y la información que se requiere para uno u otro caso bajo estudio.

Palabras clave: Simulación, Endulzamiento, Aminas, Gas Natural.

1. Introducción

La composición del gas natural que sale de pozo puede variar de acuerdo al tipo de yacimiento en el que se localice, su profundidad, ubicación y condiciones geológicas del lugar (Busby, 1999). Sin embargo, para que el gas se pueda usar a nivel comercial o industrial, tiene que ser sometido a un tratamiento previo de acondicionamiento, que se basa principalmente en la remoción del contenido de agua y gases ácidos que posee.

Inicialmente, al gas natural se lo conoce como gas amargo debido a la presencia principalmente de dióxido de carbono (CO_2) y ácido sulfhídrico (H_2S) en su composición. Estas sustancias son indeseables, principalmente porque pueden acarrear problemas vinculados con la corrosión de recintos de confinamiento o de las líneas de transporte (gasoductos). Una vez liberado de sus contaminantes se denomina gas dulce (Perry y col., 1997).

Los yacimientos del norte de la Provincia de Salta, Argentina, se caracterizan porque el gas que se obtiene en boca de pozo carece de H_2S , mientras que el contenido de CO_2 supera al valor especificado para su correcto transporte y disposición según la especificación local vigente. Debido a ello, se hace necesario el tratamiento de endulzamiento para que el gas entre en especificación y pueda ser transportado.

En Argentina, la normativa en lo referente a seguridad, protección ambiental, procedimientos técnicos y comerciales, calidad del servicio y del transporte y distribución de gas está regulada por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). (Erdmann y col., 2012). En el caso particular del contenido de CO_2 , el ENARGAS establece un valor máximo en la composición igual al 2% en moles. Un gas tipo del norte argentino debe ser sometido al tratamiento de endulzamiento para adecuarse al contenido exigido respecto del CO_2 .

Hasta la fecha se han desarrollado un sinnúmero de procesos de endulzamiento caracterizados principalmente por el tipo de absorbente que se emplee, físicos o químicos. En la actualidad, la remoción de gases ácidos, en el escenario planteado, se hace mediante un proceso de absorción química con aminas.

Las aminas son compuestos derivados del amoníaco (NH_3), son bases orgánicas donde uno, dos o tres grupos alquilo pueden sustituir los hidrógenos de la molécula de amoníaco para dar aminas primarias, secundarias y terciarias, respectivamente.

En un principio la monoetanolamina (MEA) era la más utilizada en cualquier aplicación de endulzamiento, de a poco fue sustituida por la dietanolamina (DEA) ya que daba mejores resultados y en los últimos años el uso de metildietanolamina (MDEA) así como las mezclas de aminas han ganado popularidad. El uso de estas aminas depende de su grado de selectividad para la remoción de los contaminantes ácidos. (Gutiérrez y col., 2012)

El endulzamiento es llevado a cabo en un sistema compuesto fundamentalmente por una torre absorbadora y una torre regeneradora (Velasquez, 2008). La primera unidad es en donde se lleva a cabo la totalidad de la absorción, es decir, donde se obtiene el gas dulce o tratado. La segunda unidad se hace necesaria para recuperar y reacondicionar la amina y realimentarla al ciclo, tal situación implica una disminución de costos y deriva en un menor impacto ambiental por la casi nula deposición de efluentes contaminantes.

El gas que se va a tratar se pone en contacto en contracorriente con una solución acuosa del componente activo que reacciona con los gases ácidos para formar compuestos inestables solubles en el solvente. El contacto se realiza en una torre de absorción, en la cual la solución de amina ingresa por la parte superior, y el gas amargo por la parte inferior.

Las reacciones que se presentan entre la solución y los gases ácidos son reversibles y por lo tanto la solución al salir de la torre se envía a regeneración. En estos procesos, la torre de absorción debe trabajar en condiciones de baja temperatura y alta presión de manera que se favorezca la reacción entre el gas y el solvente químico.

Por otro lado, en la regeneración se debe trabajar en condiciones contrarias a las mencionadas, alta temperatura y baja presión, de manera de favorecer la liberación de los gases ácidos. Las principales desventajas de este método son la demanda de energía, la naturaleza corrosiva de las soluciones y la limitada carga de gas ácido en la solución, debido a la estequiometría de las reacciones.

El presente trabajo describe el desarrollo de una simulación estacionaria para un proceso de endulzamiento de gas natural con aminas y, en particular, se centra en la absorción de dióxido de carbono ya que, como se explicó, se trabaja con gas natural de la localidad de Tranquitas, región noroeste de Argentina, el cual no posee compuestos sulfurados en cantidades apreciables como para ser removidos. El simulador empleado

es Aspen Hysys, del cual se posee licencia universitaria. Por otro lado, se busca desarrollar el proceso de endulzamiento haciendo uso de los métodos disponibles en bibliografía.

La simulación de procesos industriales constituye una herramienta significativa para la representación virtual de un proceso en particular, es importante sobre todo para la reducción de costos operativos, ya que el operador se puede anticipar a situaciones indeseadas y elaborar un plan de acción inmediato para reducir los efectos negativos en la corrida diaria. Esa forma de trabajo deriva en cuantiosas ventajas económicas pero también operativas. Debido a lo antes expuesto, se hace necesario que la simulación, cualquiera sea el soporte empleado para realizarla, se ajuste lo máximo posible al valor real de las variables de proceso involucradas.

En el plano industrial, se suelen utilizar potentes programas de simulación que cada vez ofrecen mejores y más precisos modelos para la representación de un proceso en particular. Aspen Hysys es un programa de simulación ampliamente utilizado en la industria de petróleo y gas; y a la vez ofrece un paquete de tipo universitario, del cual la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Salta posee licencia en su más reciente versión. Sin embargo, y debido a la dinámica requerida en las operaciones de las plantas industriales, la simulación efectuada en este tipo de software se emplea sin mayores planteos sobre los fundamentos teóricos y por tal se necesitan otras opciones que validen o no el fundamento teórico y los resultados obtenidos con las simulaciones computacionales.

1.2. Diagrama de Flujo del Proceso de Endulzamiento.

La Figura 1 representa la simulación realizada de la planta de tratamiento con aminas. Se observa que el gas ácido (gas fuente) es introducido en la torre de absorción donde se pone en contacto con la solución de amina pobre, la cual fluye en sentido descendente. Los componentes ácidos del gas son absorbidos por la solución de amina, mientras que el gas dulce deja la torre absorbidora por la parte de superior de la misma. La solución de amina rica, obtenida por el fondo, es enviada a un tanque flash, donde los hidrocarburos absorbidos se liberan como vapor. Posteriormente, la solución de amina rica fluye a través de un intercambiador de calor amina/amina para incrementar su

trabaja con otro tipo de aminas (terciarias y formuladas), que conducen a mejores resultados de rendimiento. Por esta razón se toma como caso testigo el diseño de proceso con MEA que es factible de ser adaptado para la amina que se utilice en el proceso real.

2. Metodología

Se toma un caso base presentado en bibliografía para el diseño conceptual del proceso de endulzamiento con aminas. Se plantea el análisis para el endulzamiento con amina MEA de un gas típico del norte de Argentina.

En el diseño propuesto por Marcías Martínez, se toman como principales datos el flujo molar, composición y condiciones del gas de entrada a la torre absorbadora de planta junto al flujo y condiciones de la solución de amina que entra por cabeza de la misma unidad. Con esa información, se obtienen las diferentes variables necesarias para la realización de los cálculos de cada uno de las unidades del proceso.

Por otro lado, se procede a la simulación del proceso de endulzamiento del gas considerado anteriormente, es decir, con los mismos datos de entrada. Para ello se eligieron los componentes que intervienen en el proceso y se utiliza como modelo termodinámico el paquete especial constituido para procesos que involucran aminas, el *Amine Pkg*.

Seguidamente, se presentan los datos necesarios para cada uno de los casos de diseño del proceso de endulzamiento con aminas. Se muestran los valores exactos que son cargados tanto en el método bibliográfico como en el caso de simulación.

2.1. Condiciones y Composición del Gas a Tratar

Las condiciones de entrada son las correspondientes a una corriente de gas, representativa de la región norte de Argentina.

Tabla 1. Condiciones del gas de entrada a tratar.

Gas de Entrada	
Presión	1000 psi
Temperatura	100 °F
Caudal del gas	5 MMSCFD

Los yacimientos de la citada región se caracterizan por la obtención de un gas con un contenido casi nulo de compuestos de azufre, por lo que el proceso se centra en la remoción del compuesto CO₂.

Tabla 2. Comparación de los datos correspondientes al gas de entrada empleados.

Componentes	Método Bibliográfico		Simulación	
	Fracción molar	Flujo molar (lb mol/hr)	Fracción molar	Flujo molar (lb mol/hr)
H ₂ O	0,0303	16,6574	0,0296	16,2415
CO ₂	0,0485	26,6404	0,0485	26,6399
H ₂ S	0,0000	0,0082	0,0000	0,0082
∑(H ₂ S + CO ₂)	0,0485	26,6487	0,0485	26,6481
N ₂	0,0005	0,2664	0,0005	0,2664
C1	0,8468	464,8673	0,8467	464,8591
C2	0,04508	24,7223	0,0450	24,7219
C3	0,0173	9,4840	0,0173	9,4838
iC4	0,0030	1,6517	0,0030	1,6517
nC4	0,0049	2,7173	0,0049	2,7173
iC5	0,0018	1,0123	0,0018	1,0123
nC5	0,0014	0,7459	0,0014	0,7459
C6	0,0013	0,6927	0,0012	0,6588
Total HCs	0,9220	506,1599	0,9213	505,8153
Total	1,0009	548,9752	1,0000	549,0235

La diferencia en composiciones que se observan en la Tabla 2 se debe a que el simulador normaliza las concentraciones llevando su suma al valor 1,0000. En la simulación se considera que las condiciones operativas de la torre de absorción son 1000 psia y un número de etapas teóricas igual a 20.

La amina seleccionada para el tratamiento del gas natural es la amina MEA por ser la presentada en el caso tomado como base de estudio. Sin embargo, la solución acuosa de amina puede ser modificada tanto a nivel de concentración como de composición. De esta forma, se pueden extrapolar los resultados obtenidos para casos más puntuales de endulzamiento donde sean empleados otro tipo de solventes.

Tabla 3. Comparación de los datos correspondientes a la Amina empleada en cada caso.

	Método bibliográfico	Simulación
Std Ideal Liq Flow	15.53 m ³ /hr	15.12 m ³ /hr
Presión	1000 psia	1000 psia
Temperatura	145 °F	145 °F
% MEA	4,901%	4,09%

Se observa que la concentración de MEA es menor al 5%, esto es debido a que esta amina proviene de la etapa de regeneración que es no ideal y, por lo tanto, devuelve la solución del solvente con una determinada pequeña cantidad de CO₂ que no se pudo separar en su totalidad. En este apartado también se fijan la temperatura de la corriente que entra a la torre de absorción. Este valor lo selecciona el diseñador, teniendo cuidado en que esté, como mínimo, 10 °F por encima de la temperatura de entrada del gas.

3. Resultados

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para ambos casos de diseño del proceso de endulzamiento con aminas del gas citado anteriormente. Los valores se informan en una Tabla con el fin de poder comparar de manera directa las diferencias, en donde las hay, de los valores encontrados en cada caso.

3.1. Condiciones y Composición del Gas Tratado

La composición del gas es un factor determinante en lo que respecta al diseño de un proceso de remoción de gases ácidos del gas natural. Se deben cumplir los estándares especificados por normativa de antemano para poder interconectar la corriente de salida con los ductos de comercialización correspondientes.

Tabla 4. Comparación de los resultados obtenidos, con respecto al gas dulce tratado.

Gas de Salida	Bibliografía	Simulación
Presión	1000 psi	995 psi
Temperatura	105 °F	110 °F
Caudal del gas	514,03 lbmol/hr	505 lbmol/hr

Es importante destacar que el contenido de gases ácidos en el gas de salida cumple con los valores especificados por el ENARGAS. Por lo que es un gas que cumple las especificaciones.

Tabla 5. Comparación de los resultados obtenidos, con respecto a la composición del gas tratado.

Componentes	Método Bibliográfico		Simulación	
	Fracción molar	Flujo molar lb mol/hr	Fracción molar	Flujo molar lb mol/hr
H ₂ O	0,0153	7,8421	0,0044	2,2223
CO ₂	0,0001	0,0329	0,0000	0,0009
H ₂ S	0,0000	0,0022	0,0000	0,0000
∑(H ₂ S + CO ₂)	0,0001	0,0351	0,0000	0,0009
N ₂	0,0005	0,2664	0,0005	0,2659
C1	0,9043	464,8673	0,9143	463,3586
C2	0,0481	24,7223	0,0487	24,6603
C3	0,0185	9,4840	0,0187	9,4676
iC4	0,0032	1,6517	0,0033	1,6514
nC4	0,0053	2,7173	0,0054	2,7169
iC5	0,0020	1,0123	0,0020	1,0121
nC5	0,0015	0,7459	0,0015	0,7458
C6	0,0013	0,6927	0,0013	0,6745
Total HCs	0,9847	506,1599	0,9951	504,2957
Total	1	514,0371	1	506,7848

3.2. Amina Rica que Sale de Absorción

La composición de la solución de amina que sale de absorción dependerá indefectiblemente de las condiciones con la cual opera la torre y de las condiciones de la solución de amina que llega a la torre. Estas últimas, a su vez, dependen la efectividad de la operación de regeneración que se lleva a cabo. En el método bibliográfico, se asume el hecho de que la MEA retiene, durante la regeneración, 0,15 moles de CO₂ por cada mol de amina.

Tabla 6. Comparación de las condiciones obtenidas, respecto de la solución de amina que sale de absorción.

	Método bibliográfico	Simulación
Std Ideal Liq Flow	15,53 m ³ /hr	15,79 m ³ /hr
Presión	1000 psia	1000 psia
Temperatura	175 °F	163 °F
% MEA	4,833%	4,03%
% CO ₂	2,3%	1,93%

3.3. Intercambiador de Calor Amina/ Amina (IQAA)

Como se dijo anteriormente, el intercambiador amina – amina aprovecha la alta carga térmica con la cual la solución de amina sale de regeneración para compensar la carga térmica necesaria de la solución de amina pobre que debe ser calentada antes de ser ingresada en la torre de regeneración.

Tabla 7. Valores obtenidos, respecto de las corrientes involucradas en el IQAA.

Corriente	Bibliografía	Simulación
MEA RICA AL IQAA	175 °F	162 °F
	N/I	90 psia
MEA RICA A REG	200 °F	200 °F
	N/I	85 psia
MEA POBRE DE REG	242 °F	254 °F
	31.5 psia	31 psia
MEA POBRE DEL IQAA	227 °F	218 °F
	25 psia	26 psia

3.4. Torre de Regeneración

En la sección de regeneración se toma para la comparación de ambos métodos, la cantidad de moles de CO₂ que salen por el tope de esta torre despojadora. Esta corriente se compone además de algunas trazas de H₂S, C1, C2 y vapor de agua. La cantidad de metano ronda en el orden del 0,1 lbmol/hr sobre la cantidad total de gas que ingresa a tratamiento.

Tabla 8. Comparación de los valores obtenidos en la corriente de gas ácido que sale de regeneración.

	Bibliografía	Simulación
Moles de CO ₂ removidos	27.4158 lbmol/hr	26.5801 lbmol/hr
Moles de MEA perdidos	N/I	0 lbmol/hr

4. Discusión

Los resultados muestran una aproximación bastante aceptable entre los valores obtenidos por el método utilizado en bibliografía y la simulación. Cabe destacar que no se consideran en el presente trabajo valores relacionados con el diseño de equipos. Si bien el tamaño de las unidades de operación influye en las condiciones de las corrientes involucradas en el sistema, se hace un diseño del proceso.

Sumado a esto, el simulador Aspen Hysys es un software de simulación y no de diseño de equipos por lo que las variables como tamaño de torres, áreas de contacto y número de platos teóricos se asumen como datos. Sin embargo, se buscó que los valores sean aproximados a los calculados por el método de bibliografía para que la simulación se ajuste lo mejor posible al problema planteado.

5. Conclusiones

Se observa una buena concordancia entre las formas de resolución planteadas para un mismo proceso. Si bien la Amina propuesta no es la más utilizada en la industria en la actualidad, se pueden extrapolar las formas de trabajo para verificar los resultados obtenidos con cualquier otro tipo de amina. Es destacable el hecho de que, se pueden verificar las simulaciones llevadas a cabo en las operaciones de la industria no solo comparando con los resultados de las corridas de planta diarias, sino también con un sustento más teórico, con mayores fundamentos y mejor precisión, que corresponde a los antecedentes encontrados en bibliografía inherente al tema.

El uso de herramientas de bibliografía permite obtener un mejor entendimiento del proceso, lo que deriva en ventajas desde el punto de vista de futuras modificaciones.

Los resultados obtenidos en la simulación se validaron completamente con los resultados de bibliografía, concluyendo que tanto las operaciones unitarias como el paquete de fluidos utilizados son los adecuados.

El tiempo utilizado para realizar la simulación y los posteriores cambios es sustancialmente menor que realizar los cálculos tradicionales, lo que conlleva una gran ventaja ya que en una planta los cambios a realizar se deben validar antes y en el menor tiempo posible.

Referencias

- Behroozsarand, A. & Zamaniyan, A. (2011). *Multiobjective Optimization Scheme for Industrial Synthesis Gas Sweetening Plant in GTL Process*. Journal of Natural Gas Chemistry, 20, 99-109.
- Busby, Rebecca L. (1999). *Natural Gas in nontechnical language*. Institute of Gas Technology, Estados Unidos. Pennwell Corp; 1st edition.

Erdmann E., Ale Ruiz L., Martínez J., Gutiérrez J. P., Tarifa E. (2012) *Endulzamiento de gas natural con aminas. Simulación del proceso y análisis de sensibilidad paramétrico*. Avances en Ciencias e Ingeniería 3(4), 89-101 (Octubre/Diciembre, 2012)- ISSN: 0718-8706.

Gutierrez, J. P., Benitez, L. A., Ale Ruiz L., Erdmann E., Tarifa E. (2012) *Simulación del proceso de endulzamiento de gas natural con aminas. Análisis del uso de diferentes simuladores*. XXVI Congreso Interamericano de Ingeniería Química.

Martínez, Marcías J. *Endulzamiento del gas natural. Ingeniería de gas, principios y aplicaciones*. Ingenieros Consultores S.R.L. Maracaibo, Venezuela.

Perry R.H., Green D.W., Maloney J.O. (1997). *Perry's Chemical Engineers' Handbook*. 7 th Ed. London; Ed McGraw-Hill.

Velásquez, O. (2008). *Endulzamiento de Gas Natural, Eliminación de Contaminantes o Proceso de Endulzado*. Tesis Facultad de Ciencias Naturales. Ing. En Perforaciones. Universidad Nacional de Salta. Salta, Argentina.