

# **SIMULACIÓN DEL PROCESO DE ENDULZAMIENTO DE GAS NATURAL**

G.V. Morales<sup>(1)</sup>, G.M. Tirado<sup>(2)</sup>, D.E. Cabrera<sup>(1)</sup> y L. Mercado Fuentes<sup>(1)</sup>

<sup>(1)</sup> Facultad de Ingeniería, Instituto de Investigación para la Industria Química (INIQUI-CONICET), Consejo de Investigación, Universidad Nacional de Salta, Avenida Bolivia 5150, 4400 - Salta (Argentina). Email: gmorales@unsa.edu.ar

<sup>(2)</sup> Facultad de Ciencias Exactas, Consejo de Investigación, Universidad Nacional de Salta, Avenida Bolivia 5150, 4400 - Salta (Argentina).

## **RESUMEN**

Se realiza la simulación del proceso de endulzamiento de gas natural (eliminación parcial del CO<sub>2</sub>), utilizando el simulador HYSYS. Se realiza, también, un análisis de sensibilidad paramétrica para identificar las variables sensibles de operación para alcanzar las especificaciones de calidad del gas natural comercial, en cuanto al contenido de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), y mejorar la eficiencia del proceso. La absorción del CO<sub>2</sub> del gas natural se lleva a cabo en una torre de platos, utilizándose como absorbente una solución metildietanolamina (MDEA) al 40 % en peso. Se trabaja con datos de corrientes gaseosas de pozos gasíferos de la Provincia de Salta (Argentina). Los resultados de la simulación permiten inferir que las variables sensibles para producir cambios importantes en los valores del producto final son el caudal y la temperatura de la solución de MDEA que ingresa a la torre de absorción y, la temperatura de regeneración de la solución de MDEA.

**Palabras claves:** gas natural, endulzamiento, simulación, dióxido de carbono, metildietanolamina

## **SIMULATION OF THE NATURAL GAS SWEETENING PROCESS**

### **ABSTRACT**

The simulation of the natural gas sweetening process is developed using the interactive process simulators HYSYS. A parameter sensitivity analysis is conducted to rise the carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) natural gas quality specifications and to improve the process efficiency. The sweetening gas process is carried out in a tower with plates using a solution of 40% wt methyl diethanolamine (MDEA). The simulation is conducted using data of streams of wells located in Salta (Argentina). The simulation shows that the MDEA solution flow, the MDEA temperature and the MDEA solution regeneration temperature are the most sensitive variables to obtain important changes in the product values.

**Keywords:** natural gas, gas sweetening, process simulation, carbon dioxide, methyl diethanolamine

## INTRODUCCIÓN

Las corrientes de gas natural poseen, impurezas o contaminantes como nitrógeno ( $N_2$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ), sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ) y agua. El  $N_2$  es un gas inerte que solo va a afectar el poder calorífico del gas y también, lógicamente, el costo de transporte. Mientras que el  $CO_2$  y el  $H_2S$ , forman ácidos o soluciones ácidas en presencia del agua contenida en el gas. Estas sustancias son muy indeseables y deben eliminarse del gas natural antes de su comercialización. Las Normas de Calidad del gas comercial establecidas por el ENARGAS (Ente Regulador del Gas) prevén, en Argentina, un contenido máximo de 3 mg de  $H_2S/m^3$  de gas y de 2 % en volumen de  $CO_2$ . Afortunadamente las corrientes de gas natural obtenidas de pozos gasíferos ubicados en la región noreste de la Provincia de Salta (Argentina), objetos de este estudio, se caracterizan por su bajo contenido en  $H_2S$  que no supera las Normas de Calidad establecidas por el ENARGAS. Sin embargo, algunas de estas corrientes gaseosas poseen un alto contenido de  $CO_2$  y se denominan “gases ácidos” (Ikoku, 1992 ).

Los procesos para eliminar las sustancias ácidas del gas natural se conocen como “procesos de endulzamiento del gas natural”, y se realizan utilizando algún absorbente de las sustancias ácidas, por ejemplo las soluciones de aminas (Kohl y Nielsen, 1997). Estos procesos deben lograr que las corrientes de gases tratadas cumplan con las Normas de Calidad del gas natural comercial en cuanto al contenido de  $CO_2$  y, deben cumplir con la economía del proceso; es decir, que la sustancia absorbente usada pueda ser recuperada y reutilizada en circuito cerrado.

Se encuentra muy poca información en la literatura sobre las características de los procesos de endulzamiento de gas natural dado que al ser desarrollado los mismos, en su mayoría, por compañías que realizan este trabajo, los datos no están disponibles. En estos casos el uso de paquetes interactivos de simulación de procesos resulta sumamente útil, tanto para analizar problemas de operación en plantas existentes, como así también para diseñar nuevas plantas (Mackenzie et al., 1987). En este trabajo se realiza la simulación de un proceso de endulzamiento del gas natural (eliminación parcial del  $CO_2$ ), usando el simulador HYSYS en estado estacionario y se realiza un análisis de sensibilidad paramétrica

para identificar las variables sensibles de operación para alcanzar las especificaciones de calidad del gas natural comercial y mejorar la eficiencia del proceso.

## DESCRIPCION DEL PROCESO

El proceso que se simula es una instalación típica para endulzamiento de gas natural (Morales et al., 2003) y consiste en la remoción del  $CO_2$ , únicamente, utilizando una solución de MDEA al 40 % en peso. Las sustancias ácidas:  $H_2S$ , sulfuro de carbonilo (COS) y disulfuro de carbono ( $CS_2$ ) a lo sumo están presentes en cantidades de trazas. Este proceso se completa con la posterior regeneración de la amina utilizada en una torre de destilación (Fig.1). Se trabaja con datos de corrientes gaseosas de pozos gasíferos de la Provincia de Salta (Argentina). El ejemplo que se presenta corresponde a una corriente gaseosa con un contenido moderado de  $CO_2$  y sus concentraciones molares se dan en la Tabla 1. El equilibrio líquido-vapor se calcula utilizando la ecuación de estado Peng-Robinson.

En la Fig. 1 se presenta el esquema del proceso desarrollado en el HYSYS. Las dimensiones de los equipos corresponden a los de Plantas Industriales ubicadas en Salta (Argentina). El esquema de la Fig. 1 muestra que el gas pasa, primeramente, por un separador bifásico (Separador-1) para remover algo de líquido que contenga antes de su ingreso al absorbedor. El absorbedor es una torre de platos que trabaja a presiones de yacimiento, en la cual el gas a ser purificado ingresa por el fondo y en sentido contrario a la solución de MDEA pobre o magra (muy baja concentración de  $CO_2$ ).

Tabla 1: Datos de la Corriente Gas Natural

T = 67 °C      P = 1100 psia Caudal de Gas: 700080 m <sup>3</sup> /d	
Componentes	Fracción molar
Metano	0.79720
Etano	0.06131
Propano	0.02315
i-Butano	0.00610
n-Butano	0.01206
i-Pentano	0.00703
n-Pentano	0.00754
n-Hexano	0.01407
n-Heptano	0.02814
Nitrógeno	0.00895
CO <sub>2</sub>	0.02915
H <sub>2</sub> O	0.00543

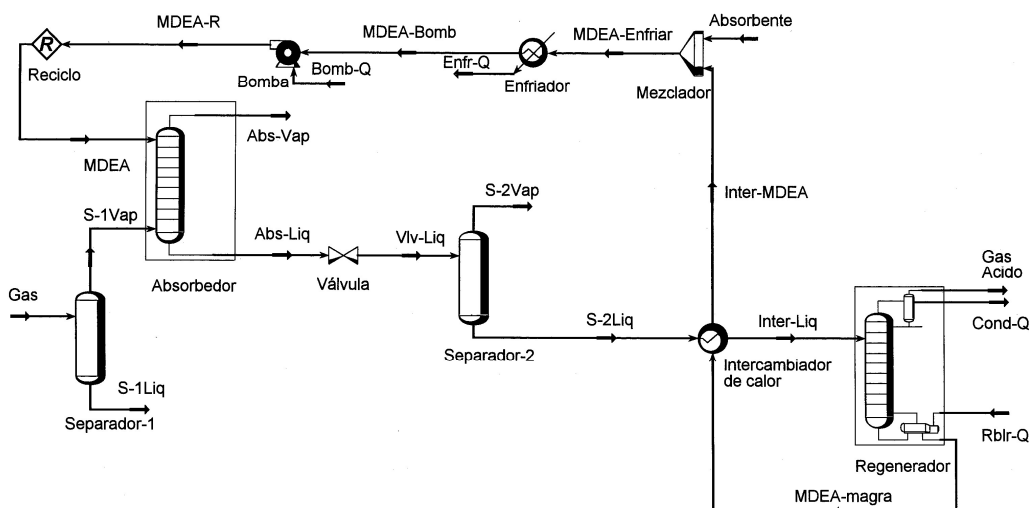


Fig. 1: Proceso de Endulzamiento del Gas Natural – Esquema del HYSYS.

El gas purificado sale por la cabeza del absorbedor y la amina rica en  $\text{CO}_2$  sale por la base del mismo y es enviada a regeneración. Dado que la regeneración de la solución de amina es favorecida por menores presiones y mayores temperaturas, se coloca una válvula de nivelación en la línea de flujo de la amina, que cumple la función de disminuir la presión hasta  $5 \text{ kg/cm}^2$ . Esto permite separar parte del  $\text{CO}_2$  de la amina en un segundo separador (Separador-2). A continuación el intercambiador de calor cumple la función de precalentar la amina rica en  $\text{CO}_2$ , antes de su ingreso al regenerador, por intercambio de calor con la amina magra que viene del mismo. El regenerador es una torre de platos donde la solución de amina rica desciende en dirección contraria a los vapores de extracción ascendentes que consisten sobre todo en vapor de agua. Si en el regenerador se supera la temperatura de descomposición de la amina, la misma no podrá ser recuperada y reutilizada (Daptardar et al., 1994). Finalmente, en el mezclador se combina la amina magra que proviene del regenerador con la amina de reposición. La necesidad de reponer la solución de MDEA surge del hecho de que parte de la misma se pierde por las cabezas del absorbedor y del regenerador.

El análisis de sensibilidad paramétrica se realiza investigando las siguientes condiciones del proceso: el caudal y la temperatura de la solución de MDEA que ingresa al absorbedor y la temperatura del reboiler del regenerador. En cada caso se llevó a cabo la correspondiente simulación del proceso.

Se ha considerado que el comportamiento general del proceso es similar al de una absorción física (Campbell, 1979).

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la Fig. 2 se presenta la cantidad de  $\text{CO}_2$  extraído ( $\text{kgmol/h}$ ) en función del caudal de solución de MDEA que ingresa al absorbedor, por encima del caudal mínimo ( $1452 \text{ kgmol/h}$ , para el ejemplo presentado). Si bien para cada situación en particular el simulador permite encontrar el caudal mínimo de solución de MDEA que se debe alimentar al absorbedor para extraer la cantidad de  $\text{CO}_2$  deseada, técnicamente es necesario trabajar con caudales de solución de MDEA por encima del caudal mínimo.

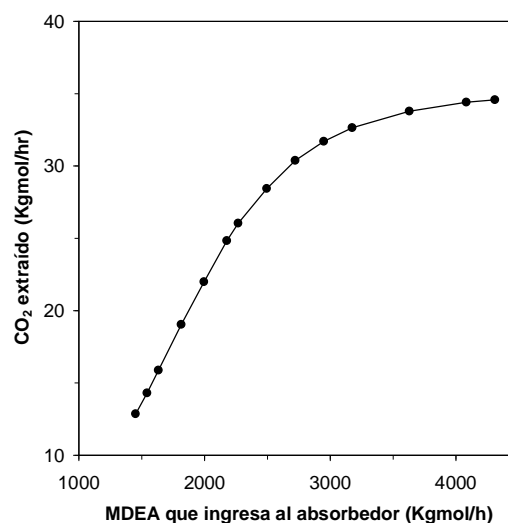


Fig. 2: Solución de MDEA vs.  $\text{CO}_2$  extraído.

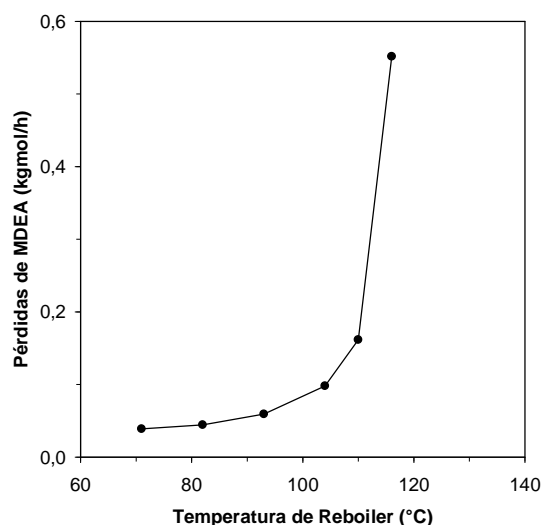


Fig. 3: Evaporación de MDEA vs. Temperatura del reboiler.

Como puede observarse en la Fig. 2, a medida que aumenta el caudal de la solución de MDEA, aumenta la cantidad de  $\text{CO}_2$  extraído. Sin embargo, la cantidad de solución de MDEA a ser utilizada surge de un estudio económico en la etapa de regeneración de la amina, dado que el tratamiento de grandes caudales de amina podría resultar antieconómico al tener que aumentar el tamaño del reboiler del regenerador.

La Fig. 3 muestra datos de las pérdidas de la solución de MDEA en la cabeza del regenerador en función de la temperatura del reboiler. Se observa que si bien un aumento de temperatura en el reboiler favorece la regeneración de la solución de MDEA por desprendimiento de  $\text{CO}_2$ , aumentan las pérdidas de la amina por evaporación en la cabeza del regenerador y en consecuencia el costo de reposición de la misma. Se observa, también, que las pérdidas de la solución de MDEA por evaporación se hacen muy importantes por encima de los 110 °C.

Se simuló, también, el proceso con distintas temperaturas de ingreso de la solución de MDEA al absorbedor, observándose que a medida que se incrementa la temperatura de la solución de amina disminuye la cantidad de  $\text{CO}_2$  absorbida. Este hecho permite inferir que la solubilidad del  $\text{CO}_2$  en la solución de amina es un factor limitante que controla el proceso por encima de 35 °C, lo cual coincide con lo expresado por Lunsford y Bullin (1996). Simulaciones realizadas con datos de otras co-

rrientes gaseosas muestran igual tendencia en los resultados.

## CONCLUSIONES

Los resultados de la simulación del proceso de endulzamiento de gas natural permiten inferir que las variables sensibles de operación son el caudal y la temperatura de la solución de MDEA que ingresa al absorbedor y, la temperatura de regeneración de la misma. Se observa que la temperatura seleccionada para la solución de amina dependerá de un estudio del costo energético del proceso. Por otra parte, si bien el aumento de la temperatura en el reboiler del regenerador permite obtener una solución de amina de mayor pureza, esto daría lugar a un análisis económico entre el costo de calentamiento en el reboiler, y el beneficio de una mayor recuperación de la amina.

## REFERENCIAS

- Campbell J.M., "Gas Conditioning and Processing", 3ª Edición, 2, 222-227, Campbell Petroleum Series, Oklahoma, USA (1979).
- Daptardar, S.D., V.V. Mahajani, S.J. Chopra, P.K. Sen y S.C. Sridhar, "On degradation of chemical solvents for bulk removal of  $\text{CO}_2$ ", Gas Separation & Purification, 8, 115-121 (1994).
- Ikoku C. U., "Natural gas production engineering", 1ª edición, 30-45. Krieger Publishing Company, Malabar, Florida, USA (1992).
- Kohl A. y R. Nielsen, "Gas Purification", 5ª edición, 40-174. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, USA (1997).
- Lunsford K.M. y J.A. Bullin, "Optimization of Amine Sweetening Units", Actas del AIChE Spring National Meeting, 12-24, NY: American Institute of Chemical Engineers, USA (1996).
- Mackenzie, D.H., F.C. Prambil, C.A. Daniels y J.A. Bullin, "Design & operation of selective sweetening plant using MDEA", Energy Progress, 31-36, March (1987).
- Morales G.V., G.M. Tirado y D.E. Cabrera, "El uso de soluciones de mezclas de aminas para remover el  $\text{CO}_2$  del gas natural", Actas del 6º Congreso Interamericano de Computación aplicado a la Industria de Procesos, 157-160, Puebla, México, octubre 20-23 (2003).