

## SEPARACIÓN DE CO<sub>2</sub> DE CORRIENTES GASEOSAS UTILIZANDO PERMEACIÓN DE GASES - SIMULACIÓN DEL PROCESO DENTRO DE UNA PLANTA DE ENERGÍA

ZAMORA, SILVIA E.<sup>1</sup>; BONOMO, ANTONIO<sup>2</sup> Y VICENTE, MARÍA S.<sup>2</sup>

1: Consejo de Investigación Universidad Nacional de Salta- CIUNSa  
Facultad de Ingeniería– Universidad Nacional de Salta  
4400

emails: szamora@unsa.edu.ar, www.ci.unsa.edu.ar, www.ing.unsa.edu.ar

2: CONICET, Instituto de Investigación para la Industria Química-INIQUI, CIUNSa  
Facultad de Ingeniería– Universidad Nacional de Salta  
4400

emails: abonomo@unsa.edu.ar, masolevice@gmail.com, www.ci.unsa.edu.ar, www.ing.unsa.edu.ar

**Resumen.** *La remoción de CO<sub>2</sub> de emisiones gaseosas industriales, producto de la combustión, en las que habitualmente están presentes otros gases livianos como H<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, y N<sub>2</sub>, ha generado muchísimo interés en los últimos años, debido a su ya conocido efecto invernadero.*

*En el presente trabajo nos ocuparemos de las emisiones de CO<sub>2</sub> proveniente de centrales térmicas utilizando permeación de gases como método de separación. En nuestro estudio nos centramos en las emisiones de plantas de energía que utilizan como combustible gas natural y biomasa (bagazo y malhoja) proveniente de la industria azucarera.*

*Se realizaron simulaciones con el software Aspen HYSYS<sup>®</sup> de plantas de energía, alimentadas con biomasa y gas natural, incorporando membranas de separación para CO<sub>2</sub> en las corrientes postcombustión. Para esto se utilizó el nuevo módulo de simulación de membranas que posee Aspen HYSYS<sup>®</sup>. También se realizó el modelado de las membranas, con las ecuaciones de cambio adecuadas para este sistema representando el fenómeno de transferencia de materia por permeación. Con las ecuaciones obtenidas se realizaron los cálculos para diseñar dicho sistema, básicamente el cálculo de áreas de transferencia requerida, para distintas membranas.*

**Palabras clave:** Remoción, gases, permeación, membranas, simulación.

### 1. INTRODUCCIÓN

La descarga a la atmósfera de los gases producidos por la combustión y otros procesos industriales; los medios de transporte y el sector residencial, son algunos de los factores que producen la contaminación ambiental responsable del calentamiento global, de las lluvias ácidas que retornan a la tierra contaminando suelos y cultivos.

La atmósfera es un sistema muy complejo en el que participan fenómenos meteorológicos y químicos [1]. Debido a la gran movilidad de esta, los residuos vertidos en ella pueden afectar extensas zonas, tanto a nivel local, como regional y en algunos casos, global.

La causa principal de la contaminación del aire es la combustión, originando como contaminantes monóxido de carbono, dióxido de carbono, anhídrido sulfuroso, óxidos de nitrógeno, compuestos orgánicos producidos por combustión incompleta, humos, partículas de hollín y cenizas.

La combustión de grandes cantidades de combustibles fósiles, tales como naftas, gasoil, fueloil, gas natural y carbón, ha provocado un incremento importante en la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera, que ha pasado de 290 ppm en el siglo XIX, a  $400.0 \pm 0.1$  ppm en el año 2015, según dato de la Organización Meteorológica Mundial (OMM)[2]. Para la eliminación de gases ácidos (CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> entre otros) se pueden usar distintas técnicas. Una de ellas, muy extendida en la etapa de endulzamiento de gas natural, es la remoción por absorción de los gases, utilizando principalmente aminas. Sin embargo, la aplicación de esta técnica en la remoción de CO<sub>2</sub> de los gases de combustión provenientes de centrales térmicas, es una operación costosa y energéticamente desfavorable [3]. Una alternativa que se presenta como más atractiva para encarar esta separación, es la permeación de gases, utilizando membranas poliméricas [3]. Por este motivo en este trabajo, se aborda la simulación de este proceso de separación, aplicado a los gases de combustión provenientes de la caldera de una central térmica que utiliza distintos combustibles. Para realizar la simulación se utiliza el software Aspen HYSYS<sup>®</sup>, los valores obtenidos se comparan con valores teóricos que surgen de considerar los cálculos realizados a partir del modelo de flujo de mezcla completa.

## 2. FUNDAMENTOS

### 2.1 Membranas densas

Una membrana es una barrera física de separación que permite, en forma selectiva, el paso de algunos componentes del fluido alimentado. El fluido que pasa por la membrana se denomina permeado y el que queda retenido en el lado de la alimentación es el retenido o retentado [4]. La propiedad más importante de las membranas es su capacidad para controlar la velocidad de permeación de diferentes especies. En permeación de gases se utilizan membranas densas, las cuales deben tener resistencia térmica, mecánica y al ensuciamiento.

### 2.2 Mecanismo de permeación en membranas densas

En las membranas densas, el mecanismo de transporte se define con el modelo solución-difusión, basado en la Ley de Fick. Lo que este establece, es que las sustancias que permean se disuelven en la membrana y luego difunden a través de esta estableciéndose un gradiente de concentración. Es así que las distintas sustancias se separan por las diferentes solubilidades y las diferencias en las velocidades de difusión a través de la membrana.

Para las membranas densas la permeabilidad ( $P_A$ ) es el producto de la solubilidad,  $H_A$ , por la difusividad  $D_{m,A}$  en la membrana. Así para el gas A:

$$P_A = H_A \cdot D_{m,A} \quad (1)$$

El coeficiente de difusión,  $D_{m,A}$ , refleja la movilidad de las moléculas individuales en el material de la membrana y el coeficiente de solubilidad,  $H_A$ , refleja el número de moléculas

disueltas en el material de la misma. Si las fuerzas impulsoras son iguales, los gases con mayor permeabilidad atraviesan la membrana a mayor velocidad. Se define la selectividad como la relación entre las permeabilidades de los gases:

$$\alpha_{AB} = \frac{P_A}{P_B} \quad (2)$$

### 2.3 Permeación: distintos modelos basados en la disposición de las corrientes

Los distintos modelos para la resolución y diseño de los módulos de membranas, tienen que ver con el tipo de flujo que la atraviese. El gas de alimentación se encuentra a alta presión, y se suministra de un lado de la membrana, la sustancia permea de forma perpendicular [5], la sustancia permeada sale en dirección normal a la membrana y difunde hacia la zona de baja presión. Los gases poseen un alto coeficiente de difusión, es por esto que los gradientes de concentración en la fase gaseosa, en la dirección normal a la superficie de la membrana son pequeños, por lo que las resistencias de la película del gas comparadas con la resistencia de la membrana se pueden despreciar. Esto conlleva a que la concentración en la fase gaseosa en las proximidades de la pared de la membrana sea esencialmente uniforme. De esta manera se pueden dar diferentes casos en la operación de un módulo de membranas: que en el lado de la alimentación presente un flujo completamente mezclado o que se presente flujo pistón (en contra corriente o en co-corriente). De la misma manera puede ocurrir en el lado del permeado. De acuerdo al tipo de flujo se seleccionarán los modelos a utilizar. También dependiendo de esta situación será la complejidad de las ecuaciones a resolver. En particular, realizamos los cálculos de áreas de permeación para modelos de mezcla completa tanto para el permeado como para la alimentación. Esta selección se justifica porque estamos tratando con sistemas con baja concentración. Estos cálculos se compararon con los resultados de la simulación en HYSYS®.

### 2.4 Modelo de mezcla completa

Es uno de los modelos más simples, por lo tanto su resolución es más sencilla, con este modelo llegamos a ecuaciones algebraicas. La hipótesis de flujo mezclado completo simplifica los cálculos. El diseño resultante será conservador, porque el sistema real tendrá una separación igual o mejor que la calculada.

La ecuación general de balance de masa:

$$\text{Alimentación} = \text{Permeado} + \text{Retenido} \quad (3)$$

Para la permeación de gases, la ecuación general de flujo en estado estacionario, basada en la Ley de Fick es:

$$\text{Flujo} = \frac{\text{Velocidad de transferencia}}{\text{Área de transferencia}} = \frac{\text{Permeabilidad}}{\text{Espesor de separación}} * (\text{fuerza impulsora}) \quad (4)$$

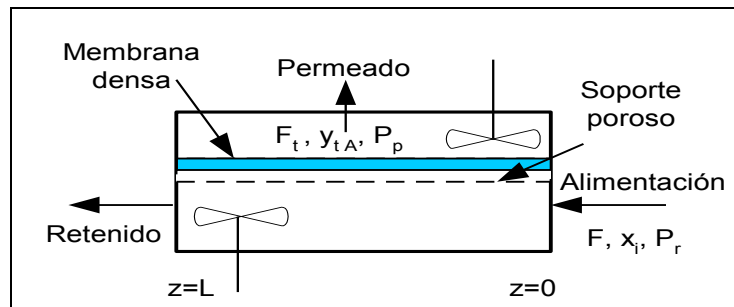


Figura 1: Esquema de flujo completamente mezclado

Así tenemos para el gas A:

$$J_A = \frac{F_t \cdot y_{t,A}}{\rho_{A,A}} = P_A \frac{\Delta p_A}{t} \quad (5)$$

Donde:

$J_A$ : es el flujo volumétrico del gas A.

$F_t$ : es la velocidad molar de transferencia del gas que atraviesa la membrana.

$y_{t,A}$ : Fracción molar del gas A que atraviesa la membrana.

$\rho_{A,A}$ : densidad molar del soluto en el gas que atraviesa la membrana.

A: área de la membrana disponible para la transferencia de masa.

$P_A$ : permeabilidad de la especie A en la membrana.

$\Delta p_A$ : Fuerza impulsora para la separación, diferencia de presión parcial de A.

t: espesor de la membrana, donde se lleva a cabo la separación.

A la ecuación anterior se la puede expresar, para un sistema perfectamente mezclado:

$$F_t y_{pA} = \frac{P_A \times A \times \rho_A}{t} \times (P_r y_{rA} - P_p y_{pA}) \quad (6)$$

Donde:

$y_{pA}$ : Fracción molar del gas A que atraviesa la membrana, permeado.

$y_{rA}$ : Fracción molar del gas A que no atraviesa la membrana, retenido.

$P_r$ : Presión del lado del retenido, alta presión.

$P_p$ : Presión del lado del permeado, baja presión.

### 3. Planta de energía: combustibles utilizados

En el presente trabajo se estudió la emisión de gases producida por centrales termoeléctricas pertenecientes a ingenios azucareros, en las que se utiliza como combustible gas natural y biomasa. La biomasa aprovechable energéticamente es mayoritariamente bagazo, constituido por el residuo fibroso del procesamiento de la caña de azúcar. A esto se puede agregar, en cantidades variables, residuos agrícolas cañeros, conformado por hojas verdes y secas que quedan de la cosecha de la caña de azúcar, también llamado malhoja.

La composición aproximada del bagazo se resume en la tabla 1.

Compuesto	Porcentaje en masa(%)
Hidrógeno	3.1
Carbón	23.7
Nitrógeno	0.2
Oxígeno	22.2
Azufre	0.2
Humedad	49.5
Cenizas	1.4

Tabla 1: Composición del bagazo de caña de azúcar

En el presente trabajo se estudiaron tres casos diferentes, 1) caso real utilizando como combustible bagazo y gas natural en una relación de 10% de bagazo a 90% de gas natural, 2) gas natural como único combustible, 3) bagazo como único combustible.

En Argentina la producción de gas natural durante el año 2016 fue de aproximadamente 44.987.754 Mm<sup>3</sup> según el Ministerio de Energía y Minería [6]. Un volumen apreciable de este gas contiene valores de CO<sub>2</sub> por encima de lo permitido dentro de las especificaciones para el gas natural; para los diferentes usos a los que será destinado. El gas producido en boca de pozo debe ser tratado para llegar al valor especificado correspondiente. El gas así tratado, desprenderá a la atmósfera el CO<sub>2</sub> generado en el proceso de combustión.

Los consumos de gas natural en Argentina durante el año 2016 según el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas se pueden observar en la tabla 2:

Año	Residencial	Comercial	Industria	Generación Eléctrica	GNC	SDB	Total
2016	10.810.839	1.883.999	12.904.004	15.981.988	2.818.550	1.095.556	45.494.936

Tabla 2: Consumos de gas natural durante 2016

Como puede observarse el mayor consumo está en las centrales eléctricas. Según el Ministerio de Energía y Minería el Factor de Emisión del gas natural “GN” es de 1,936 tCO<sub>2</sub>/dam<sup>3</sup> (toneladas de CO<sub>2</sub> por decámetro cúbico de gas natural quemado); en 2015 la generación de energía de tipo térmico fue de 85.929.716 MWh lo que corresponde a un 63.9% del total generado en el país [6].

El total de CO<sub>2</sub> producido, solamente por la generación de energía eléctrica en el año 2015 fue de 46.819.787 tCO<sub>2</sub>, lo que equivale a 0.44 tCO<sub>2</sub>/MWh. [6]

De los datos observados se concluye que la generación de CO<sub>2</sub> por parte de las centrales de tipo térmico, es muy importante y debe ser tomado en consideración en los esfuerzos por controlar la emisión del mismo.

La eliminación del CO<sub>2</sub> de las corrientes gaseosas por medio de membranas semipermeables, se encuentra en una etapa temprana de desarrollo y aplicación y compite con la absorción gas-líquido cuyo desarrollo está en una etapa madura.

En la tabla 3 se indica el número de plantas representativas de una industria particular y la

emisión de CO<sub>2</sub> generada por ellas a nivel mundial.

Proceso (Combustibles fósiles)	Número de fuentes	Emisión en (MtCO <sub>2</sub> /Año)
Energía	4.942	10.539
Producción de cemento	1.175	932
Refinerías	638	798
Industria del hierro y acero	269	646
Industrias petroquímicas	470	379
Procesamiento de petróleo y gas	Sin datos	50
Otras fuentes	90	33
Biomasa	Sin datos	Sin datos
Bioetanol y bioingeniería	303	91
Total	7887	13.466

Tabla 3: Perfil por actividades industriales de las grandes fuentes estacionarias de CO<sub>2</sub> mundiales con emisión de más de 0,1 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (MtCO<sub>2</sub>) al año.[7]

#### 4. SIMULACIÓN

Para la simulación se utilizó el simulador Aspen HYSYS<sup>®</sup>. Lo que se hizo fue simular las calderas para tener los flujos de gases de combustión y sus composiciones, como así también las membranas con el módulo Membrane Unit Extension v3.0. Para la simulación de los quemadores de la caldera se utilizó un reactor de conversión. A continuación unidades de separación de agua, en el caso de combustión de gas, luego intercambiadores de calor simulando las diferentes unidades de transferencia de calor dentro de la caldera: precalentador de aire, economizador, recalentador de vapor. Todos equipos para recuperar energía de los gases de combustión, disminuir la temperatura de los mismos y poder tratarlos en el módulo de membrana. También se utilizaron compresores para suministrar la diferencia de presiones necesarias para la fuerza impulsora en la permeación. La relación de presiones utilizada es de 10, según se aconseja en bibliografía [3]. Para realizar el estudio se supuso que en la separación tratamos una mezcla binaria de CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>. Se utilizaron datos de permeabilidad y selectividad, de membranas de bibliografía, tratando de utilizar las que proveen las mejores propiedades para los objetivos buscados, esto es separar, CO<sub>2</sub>. Se trabajó con datos para membranas de hule natural [4], cuya permeabilidad para CO<sub>2</sub> es  $131 \times 10^{-10} \text{ cm}^3$  (Norm) cm/ (cm<sup>2</sup> s cmHg) y cuya selectividad con respecto al N<sub>2</sub> es 16.2.

Para resolver el módulo de permeación, HYSYS<sup>®</sup> utiliza la siguiente ecuación, que se resuelve para cada componente [8]:

$$Q_A = Per_A \times A \times N \times \frac{(P_{A1} - P_{A2})}{\ln \frac{P_{A1}}{P_{A2}}} \quad (7)$$

Donde:

Q<sub>A</sub>: Flujo molar permeado del componente A.

Per<sub>A</sub>: Permeabilidad del componente A.

A: Área por módulo.

N: Número total de módulos de membrana.

$P_{A1}$ : Presión parcial del componente A en la entrada.

$P_{A2}$ : Presión parcial del componente A en la salida.

En la ec. (7) se puede apreciar, que la fuerza impulsora  $\frac{(P_{A1}-P_{A2})}{\ln \frac{P_{A1}}{P_{A2}}}$  es diferente a la utilizada en

el modelo de flujos completamente mezclado. La diferencia de presiones en HYSYS® (fuerza impulsora) es similar a una diferencia medio logarítmica de presiones, típica de un modelo de flujo en contracorriente. En el modelo completamente mezclado, la fuerza impulsora a través de la membrana es la diferencia de presiones parciales.

En la figura 2, se muestra una captura de pantalla de la simulación de uno de los casos, el de combustión de bagazo y gas natural.

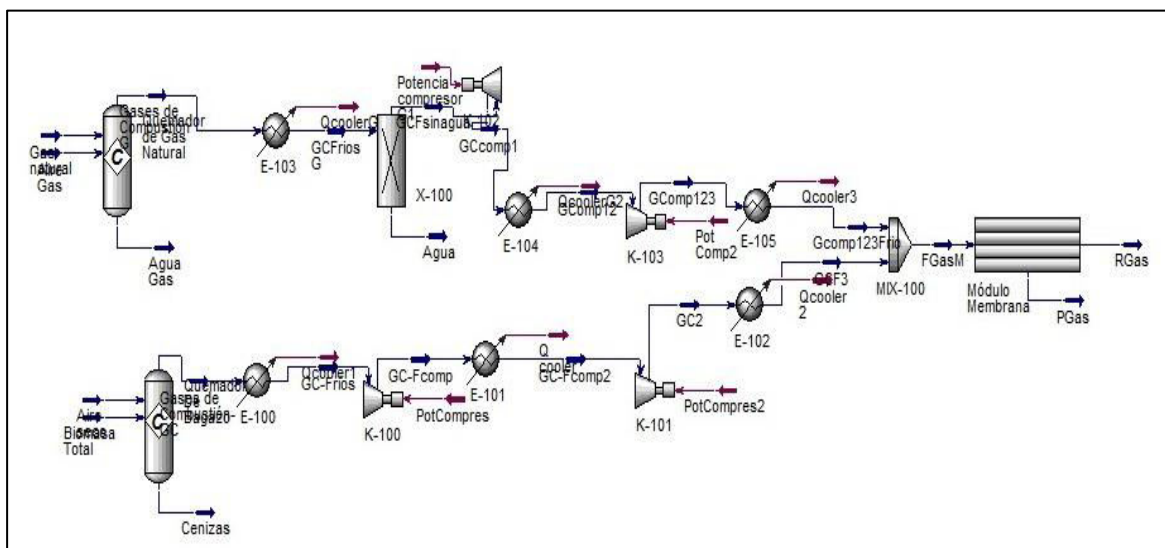


Figura 2: Simulación Combustión bagazo-gas natural

## 5. RESULTADOS

Haremos un resumen de los resultados obtenidos para los casos analizados, utilizando los distintos combustibles, planteados en la sección 3. A continuación, en la tabla 4 se presentan los valores de flujos de los gases de combustión totales, esto es una mezcla de  $\text{CO}_2$  y  $\text{N}_2$ , con sus respectivas concentraciones de  $\text{CO}_2$ , obtenidos del reactor de conversión de HYSYS®. Son los flujos totales, de entrada al módulo de membrana.

Combustible	Flujo de gases de combustión (kmol/hr)	Fracción molar de CO <sub>2</sub> a la entrada de la membrana
Bagazo-Gas	9939	0.14
Gas Natural	8013	0.11
Bagazo	27271	0.21

Tabla 4: Cantidad y composición del gas a permear

Para realizar los cálculos se fijó la concentración de CO<sub>2</sub> en el permeado, se tomó un valor de 0.5 molar de CO<sub>2</sub> para considerar una situación más eficiente en la remoción de CO<sub>2</sub> [3]. Además se tienen las concentraciones de entrada y los flujos de entrada, con estos datos se calcularon, el área de membrana y las demás variables, las cuales se resumen en la tabla 5:

Forma de cálculo-Combustible	Flujo molar de CO <sub>2</sub> total (kmol/hr)	Fracción molar de CO <sub>2</sub> en el permeado	Flujo molar de CO <sub>2</sub> en el permeado (kmol/hr)	Fracción molar de CO <sub>2</sub> en el retenido	Flujo molar de CO <sub>2</sub> en el retenido (kmol/hr)	Corte $\Theta = F_p / F_{ent}$	Área de membrana (m <sup>2</sup> )
F.Mezclado-Bagazo-Gas	1391	0.5	495	0.102	896	0.095	2.72x10 <sup>7</sup>
F.Mezclado-Gas	881	0.5	142	0.102	739	0.019	1.23x10 <sup>6</sup>
F.Mezclado-Bagazo	5727	0.5	3699	0.102	2028	0.271	5.89x10 <sup>7</sup>
HYSYS-Bagazo-Gas	1391	0.55	1347	0.0058	44	0.25	2.72x10 <sup>7</sup>
HYSYS-Bagazo-Gas	1391	0.5	1380	0.002	11	0.28	3.3x10 <sup>7</sup>
HYSYS-Gas	881	0.67	828	0.1	53	0.019	1.23x10 <sup>6</sup>
HYSYS-Gas	881	0.5	845	0.0059	36	0.22	2.1x10 <sup>7</sup>
HYSYS-Bagazo	5727	0.69	5255	0,0228	472	0.27	5.89x10 <sup>7</sup>
HYSYS-Bagazo	5727	0.5	5703	0.001	24	0.41	1.4x10 <sup>8</sup>

Tabla 5: Resultados de cálculos y de simulación

Puede apreciarse que los valores de área calculadas son grandes y esto es debido al gran volumen de gas a tratar y al valor de concentración que se pide. Se observa en la bibliografía [3] que se estiman áreas comparables. Al realizar la simulación puede observarse que HYSYS<sup>®</sup> arroja valores de áreas mayores, hasta en un 20%, que las calculadas con el modelo de flujo mezclado. Pero a la vez, con la simulación se obtuvieron valores de flujos de CO<sub>2</sub> en el permeado, mayores a las calculadas. Por esto, para poder visualizar los resultados, se realizó el cociente entre el área de flujo y el flujo de CO<sub>2</sub> permeado. Según se aprecia en la tabla 6 para bagazo-gas natural:



Forma de cálculo-Combustible	Flujo molar de CO <sub>2</sub> total (kmol/hr)	Fracción molar de CO <sub>2</sub> en el permeado	Flujo molar de CO <sub>2</sub> en el permeado (kmol/hr)	Área de membrana (m <sup>2</sup> )	Relación área de flujo/flujo de CO <sub>2</sub> permeado (m <sup>2</sup> /(kmol/hr))
F.Mezclado-Bagazo-Gas	1391	0.5	495	2.7x10 <sup>7</sup>	5.4x10 <sup>4</sup>
HYSYS-Bagazo-Gas	1391	0.5	1380	3.3x10 <sup>7</sup>	2.4x10 <sup>4</sup>

Tabla 6: Resumen comparativo para igual concentración de salida de CO<sub>2</sub>

Puede observarse que el valor de esta relación (Área de flujo/flujo de CO<sub>2</sub> permeado), en la simulación, es menor que el resultado del modelo, para una misma concentración de CO<sub>2</sub> en permeado. Los otros resultados que se plasman en la tabla 7, son los valores obtenidos fijando un área de permeación. Puede observarse que con la simulación obtenemos una concentración mayor de CO<sub>2</sub> en permeado. También se obtienen mayores flujos de CO<sub>2</sub> permeado. Al realizar el cociente (Área de flujo/flujo de CO<sub>2</sub> permeado), se obtiene una relación menor en la simulación que en los cálculos con el modelo de flujo completamente mezclado.

Forma de cálculo-Combustible	Flujo molar de CO <sub>2</sub> total (kmol/hr)	Fracción molar de CO <sub>2</sub> en el permeado	Flujo molar de CO <sub>2</sub> en el permeado (kmol/hr)	Área de membrana (m <sup>2</sup> )	Relación área de flujo/flujo de CO <sub>2</sub> permeado (m <sup>2</sup> /(kmol/hr))
F.Mezclado-Bagazo-Gas	1391	0.5	495	2.7x10 <sup>7</sup>	5.4x10 <sup>4</sup>
HYSYS-Bagazo-Gas	1391	0.55	1347	2.7x10 <sup>7</sup>	2.0x10 <sup>4</sup>

Tabla 7: Resumen comparativo para igual área de membrana

La figura 3, representa un estudio de caso realizado en el simulador HYSYS®.



Figura 3: Caso de estudio combustión bagazo-gas natural

Se observa en la captura de pantalla, en abscisas, variable independiente, el valor de área de flujo de membrana en m<sup>2</sup> y en ordenadas, variables dependientes, la composición y el flujo molar de CO<sub>2</sub> en el permeado.

## 6. CONCLUSIONES

En este trabajo se analiza la separación de CO<sub>2</sub> de la corriente gaseosa que se obtiene en la etapa de combustión de una planta de energía, utilizando permeación de gases. Para ello se realiza la simulación con un modelo teórico, con la hipótesis de flujo mezclado y también utilizando HYSYS<sup>®</sup>, analizándose en ambos casos la influencia de distintos combustibles en la caldera. Los valores obtenidos por ambas metodologías son comparados, observándose en primer lugar que, como era previsible, la simulación con HYSYS<sup>®</sup> predice valores de flujo de CO<sub>2</sub> mayores a los que se obtienen cuando se utiliza el modelo de flujo mezclado. Este resultado es esperable dado que la hipótesis de flujo mezclado es conservadora y predice por lo tanto valores de flujo mínimos. El mayor flujo de CO<sub>2</sub> que predice el software, da lugar a que se necesiten áreas mayores para lograr la concentración planteada en la corriente de permeado. Se destaca que con la simulación con HYSYS<sup>®</sup> se obtienen valores comparables a los de bibliografía, siendo esta herramienta muy útil para la simulación del proceso con distintas condiciones operativas, permitiendo obtener muy fácilmente los parámetros necesarios para el diseño de los módulos de permeación.

## REFERENCIAS

- [1] Rubens E. Pocoví y Gloria del V. Villaflor, *Servicios Auxiliares*, Editorial Magna, (2003)
- [2] OMM: <https://public.wmo.int/es/resources/library/bolet%C3%ADn-sobre-los-gases-de-efecto-invernadero-n%C2%B012-estado-de-los-gases-de-efecto-> Revisado 28/06/2017
- [3] Tim C. Merkel y Haiqing Lin, "Power plant post-combustion carbón dioxide capture: An opportunity for membranes", *Journal of Membrane Science*, Vol.359, 126-139.
- [4] Philip C. Wankat, *Ingeniería de procesos de separación*, Pearson Educación, 2008
- [5] Christie J. Geankoplis, *Procesos de transporte y operaciones unitarias*, Compañía editorial continental, S.A. de C.V.
- [6] Producción de petróleo y gas (tablas dinámicas) Ministerio de Energía y Minería <http://www.energía.gob.ar>
- [7] Editores Bert Mets, Ogunlade Davidson et. al. "*La Captación y el Almacenaje de Dioxido de Carbono*" Grupo Intergubernamental de Expertos Sobre el Cambio Climático. Informe especial del IPCC. ISBN 92-9139-319-7.
- [8] James Martin, Aspen Tech Global Customer Support & Training, "Membrane Unit Extension v3.0a, User Guide" Año 2003.