

Diseño conceptual de un sistema de endulzamiento de gas natural para un campo maduro del  
Magdalena Medio, mediante la tecnología de membranas

Clara Dayana Acevedo Santos y Leidy Carolina Díaz Santos

Trabajo de Grado para Optar por el Título de Ingeniera química

Director

Carlos Augusto Godoy Ruiz  
Especialista en Ingeniería del Gas

Codirector

Hernando Guerrero Amaya  
Ph.D. Electroquímica, Ciencia y Tecnología

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas  
Escuela de Ingeniería química  
Bucaramanga

2021

**Tabla de contenido**

Introducción .....	9
1. Estado del arte .....	12
2. Objetivos.....	15
2.1. Objetivo General.....	15
2.2. Objetivos específicos .....	15
3. Descripción Metodológica.....	16
3.1. Determinación de las propiedades fisicoquímicas del gas natural .....	16
3.2. Identificación de los tipos de membranas usados para la remoción del CO <sub>2</sub> del gas natural	17
3.3. Identificación de los equipos necesarios para el pre-tratamiento y otros aspectos ....	18
técnicos para la implementación del sistema de membranas .....	18
3.4. Diagrama de flujo de la metodología .....	20
4. Resultados.....	21
4.1. Análisis de las propiedades fisicoquímicas del gas natural .....	21
4.2. Determinación del tipo de membrana más adecuado para el endulzamiento del gas natural en estudio .....	23

REMOCIÓN DE CO2 DEL GAS NATURAL MEDIANTE MEMBRANAS	3
4.2.1. Contextualización Bibliográfica .....	23
4.2.1.1. Escenario Internacional. ....	25
4.2.1.2. Escenario Nacional. ....	28
4.2.1.3. Fabricantes de membranas para el endulzamiento de gas natural a nivel mundial ....	30
4.2.2. Matriz de priorización .....	31
4.3. Aspectos técnicos para el diseño conceptual del sistema de endulzamiento del gas natural del campo maduro LS .....	34
4.3.1. Pre-tratamiento .....	34
4.3.2. Simulación .....	36
5. Conclusiones.....	38
6. Recomendaciones .....	40
Bibliografía .....	41

**Lista de Tablas**

Tabla 1. Propiedades fisicoquímicas del gas natural en estudio.....	21
Tabla 2. Principales proveedores de sistemas de membrana para separación del gas natural.....	30
Tabla 3. Matriz de priorización*.....	33
Tabla 4. Composición de las corrientes de alimentación, retenido y permeado.....	37
Tabla 5. Matriz base.....	54
Tabla 6. Matriz principal.....	57
Tabla 7. Análisis composicional del gas del campo LS a la salida de la TEG.....	64

**Lista de Figuras**

<b>Figura1.</b> Diagrama de flujo.....	20
<b>Figura2.</b> Pre-tratamiento tradicional propuesto .....	36
<b>Figura3.</b> Esquema de pre-tratamiento tradicional.....	62
<b>Figura4.</b> Esquema de pre-tratamiento mejorado.....	63
<b>Figura5.</b> Gráfica del factor de ajuste de temperatura pseudocrítica, $\epsilon$ , ° F .....	65
<b>Figura6.</b> Filtro coalescente típico.....	68
<b>Figura7.</b> Filtro de partículas.....	70
<b>Figura8.</b> Intercambiador de calor de tubo y carcasa .....	72
<b>Figura9.</b> Intercambiador de calor de doble tubo .....	73
<b>Figura10.</b> Intercambiador de calor de placas .....	74
<b>Figura11.</b> Filtro de protección adsorbente .....	75
<b>Figura12.</b> Filtro separador de doble barril .....	77
<b>Figura13.</b> Esquema de etapa simple .....	78
<b>Figura14.</b> Esquema de etapa doble presurizando la corriente de permeado de la primera membrana.....	79
<b>Figura 15.</b> Esquema de etapa doble presurizando la corriente de permeado de la segunda membrana.....	79

**Lista de Apéndices**

<b>Apéndice A.</b> Fundamentos para el cálculo de las propiedades fisicoquímicas del gas natural....	48
<b>Apéndice B.</b> Matriz base .....	54
<b>Apéndice C.</b> Matriz Principal.....	57
<b>Apéndice D.</b> Escenario Internacional de las membranas inorgánicas y de matriz mixta.....	59
<b>Apéndice E.</b> Diagrama PFD del sistema de pre-tratamiento tradicional .....	62
<b>Apéndice F.</b> Diagrama PFD del sistema de pre-tratamiento mejorado.....	63
<b>Apéndice G.</b> Análisis composicional de Salida unidad deshidratadora a C12 + campo La Salina .....	64
<b>Apéndice H.</b> Factor de ajuste de temperatura pseudocrítico, $\varepsilon$ , ° F .....	65
<b>Apéndice I.</b> Equipos adicionales al pre-tratamiento tradicional (opcionales) (Stewart, 2014)....	66
<b>Apéndice J.</b> Generalidades de los equipos necesarios para los pre-tratamientos .....	67
<b>Apéndice K.</b> Configuraciones de membrana .....	77

## Resumen

**Título:** Diseño conceptual de un sistema de endulzamiento de gas natural para un campo maduro del Magdalena Medio, mediante la tecnología de membranas\*

**Autor:** Clara Dayana Acevedo Santos, Leidy Carolina Díaz Santos\*\*

**Palabras Clave:** Gas natural, membranas, endulzamiento, corrosión, campo maduro.

**Descripción:** En la presente investigación se llevó a cabo el estudio de la tecnología de membranas para el endulzamiento del gas natural proveniente del campo maduro LS, el cual lleva más de 50 años en operación y por lo tanto la calidad del gas se ha venido desmejorando, por lo que hoy por hoy no cumple con las especificaciones del RUT para ser inyectado al sistema nacional de transporte, de manera que es utilizado como combustible dentro del campo, sin embargo, su alto contenido de CO<sub>2</sub> (15,68%) provoca problemas de corrosión en las facilidades que acarrearán mantenimientos correctivos por un valor anual de alrededor de \$375.000 USD/año; la investigación se basó en una recopilación bibliográfica teórica y experimental, donde se encontró que los materiales de mayor aplicación son el triacetato de celulosa, poliimida y el acetato de celulosa, pertenecientes a la familia de membranas poliméricas; también se establecieron los equipos necesarios para realizar un pre-tratamiento al gas natural y así evitar daños y complicaciones en el sistema de membranas. Finalmente se hizo una simulación simplificada que permitió dar una perspectiva de lo que sería el proceso de endulzamiento del gas mostrando la variación en la composición del gas dulce, obteniéndose una reducción en el %CO<sub>2</sub> al 3,19% y una pérdida del 15% de metano ingresado en la alimentación; no obstante, existen software especializados para realizar este tipo de simulaciones con membranas pero hacen parte del Know how de las compañías y son de uso exclusivo de los fabricantes.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería química. Director: Carlos Augusto Godoy Ruiz. Especialista en Ingeniería del Gas. Codirector: Hernando Guerrero Amaya. Ph.D. Electroquímica, Ciencia y Tecnología.

### Abstract

**Title:** Conceptual design of a natural gas sweetening system for a mature field in Magdalena Medio, using membrane technology\*

**Author:** Clara Dayana Acevedo Santos, Leidy Carolina Díaz Santos\*\*

**Key Words:** Natural gas, membranes, sweetening, corrosion, mature field.

**Description:** In this research, the study of membrane technology for the sweetening of natural gas from the mature LS field was carried out, which has been in operation for more than 50 years and therefore the quality of the gas has been deteriorating, so that today it does not meet the RUT specifications to be injected into the national transportation system, so it is used as fuel within the field, however, its high CO<sub>2</sub> content (15.68%) causes corrosion problems in the facilities that carry corrective maintenance for an annual value of around \$ 375,000 USD / year; the research was based on a theoretical and experimental bibliographic compilation, where it was found that the most widely used materials are cellulose triacetate, polyimide and cellulose acetate, belonging to the family of polymeric membranes; the necessary equipment was also established to carry out a pre-treatment of natural gas and thus avoid damages and complications in the membrane system. Finally, a simplified simulation was made that allowed to give a perspective of what the gas sweetening process would be, showing the variation in the composition of the sweet gas, obtaining a reduction in% CO<sub>2</sub> to 3.19% and a loss of 15% of methane entered in feed; however, there are specialized software to carry out this type of simulation with membranes, but they are part of the Know-how of companies and are for the exclusive use of manufacturers.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty of Physical-Chemical Engineering, School of Chemical Engineering. Advisor: Carlos Augusto Godoy Ruiz. Gas Engineering Specialist. Co-advisor: Hernando Guerrero Amaya. Ph.D. Electrochemistry, Science and Technology.

## Introducción

El gas natural (GN) en la actualidad es considerado una de las principales fuentes de energía a nivel mundial y el tipo de energía menos contaminante de todos los combustibles fósiles, hoy en día es utilizado a nivel residencial e industrial y está compuesto en gran parte por metano. Previamente a ser consumido, este es extraído de un pozo con una composición significativamente diferente, pues contiene impurezas que deben eliminarse o reducirse (Stewart & Arnold, 2011), entre ellas el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), vapor de agua, entre otros.

Con relación a las impurezas, el CO<sub>2</sub> es uno de los mayores contaminantes del medio ambiente, además es el causante de daños y desgastes en las líneas de transporte y facilidades de producción tales como las plantas de procesamiento de gas natural; uno de los daños más notables para la industria de petróleo y gas es la corrosión por exposición a la mezcla de CO<sub>2</sub> con agua (conocida como corrosión dulce), debido a su gran impacto y su frecuencia de ocurrencia (Bruce Mackay et al., 2016). Los sectores energéticos e industriales han buscado alternativas para sobrellevar este escenario y han venido implementando diversos procesos como la deshidratación, para retirar total o parcialmente la cantidad de vapor de agua contenida en el gas natural (Peña Ballesteros & Fuentes, 2007), de igual forma se han ejecutado tecnologías basadas en sistemas de absorción con el fin de regular los niveles de gases ácidos (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S) mediante un proceso conocido como endulzamiento de gas natural, el cual aparte de reducir la composición de dichos gases permite disminuir el volumen del gas a ser transportado y aumentar el valor calorífico de la corriente de gas (Peters et al., 2011).

Entre las tecnologías empleadas en el proceso de endulzamiento, la más destacada y recurrida en la industria petrolera es la absorción química con aminas, reconocida por su alta

eficiencia; así mismo la tecnología de membranas ha presentado ventajas en este proceso, como el bajo costo de implementación comparado con el tratamiento de aminas.

Ante la problemática descrita anteriormente, el campo maduro LS en estudio ubicado en el Magdalena medio operado por la empresa PSC no es ajeno a esta situación, ya que su planta actual de procesamiento no cuenta con una etapa de remoción de CO<sub>2</sub>. En los dos últimos años se han presentado altos costos de mantenimiento correctivo en el campo por daños a la infraestructura por corrosión con costos que ascienden a aproximadamente \$375.000 USD/año, lo cual demanda una solución de ingeniería, con el fin de corregir y prevenir el deterioro de los equipos y prolongar su vida útil.

En una investigación realizada sobre la separación de gases por membrana, (P. Bernardo, E. Drioli & G. Golemme, 2009), encuentran que los sistemas de membrana generalmente se instalan para aplicaciones de pequeño tamaño (menos de 6000 Nm<sup>3</sup> / h) y ubicaciones remotas, ya que los procesos de aminas son demasiado complicados para pequeñas producciones (Baker & Lokhandwala, 2008). A partir de lo anterior y tomando en consideración que este es un campo maduro en operación con una producción aproximada de 2,5 MMSCFD equivalente a 2789,73 Nm<sup>3</sup>/h, se toma el campo LS como de baja producción, por lo cual se determinó analizar y evaluar conceptualmente la implementación del proceso de endulzamiento de gas natural mediante la tecnología de membranas, con base a la literatura y a la información recopilada en investigaciones llevadas a cabo en distintos escenarios, que se asemejen a la problemática presentada en el campo maduro LS. De esta manera, se precisa saber ¿Cuáles serían las especificaciones de un sistema de endulzamiento de gas natural mediante la tecnología de membranas que sea técnicamente viable para un campo maduro ubicado en el Magdalena medio?

En el siguiente estudio técnico se presenta una propuesta para la implementación de un sistema de membranas como etapa en el procesamiento de un gas natural en estudio, seleccionado a partir de una revisión de literatura e investigaciones previas asociadas a esta tecnología, destacando los factores técnicos más importantes asociados a su implementación. Esta información se aborda en tres secciones principales; la primera consiste en el cálculo y análisis de las propiedades fisicoquímicas del gas natural en estudio; la segunda presenta una contextualización bibliográfica sobre los sistemas de membranas que se han empleado en la industria del gas natural en los últimos diez años, donde se identificaron las condiciones de operación y del gas en cada uno de los estudios para posteriormente identificar el que más se ajuste y se considere más adecuado mediante una matriz de decisión con criterios ya establecidos como lo es la disponibilidad, entre otros. Por último, se exponen los aspectos técnicos más relevantes para el diseño conceptual del sistema de endulzamiento.

## 1. Estado del arte

Los procesos para la remoción de gases ácidos datan de los años 1930 y los mayores desarrollos se realizaron entre 1950 y 1970; actualmente se disponen de procesos cada vez más específicos y con solventes y aditivos más complejos (Martinez, 2013). En los procesos tradicionales más empleados en la industria está la absorción química con aminas y entre los procesos más vanguardistas se conocen la remoción de los gases ácidos a través de membranas permeables (Acevedo, 2017; Martinez, 2013).

La tecnología de absorción química con aminas forma parte de los procesos más implementados por su buena capacidad de remoción, flexibilidad en el diseño y operación (Casiano & Ordoñez, 2011; Erdmann et al., 2012). Sin embargo, la tecnología de remoción del CO<sub>2</sub> a través de membranas ha estado ganando una significativa participación en el mercado de las tecnologías de endulzamiento, mostrando características prometedoras. No obstante, vale la pena señalar que es difícil mantener el rendimiento de la membrana en operaciones a largo plazo y, en consecuencia, ha atraído cada vez más la atención de la comunidad científica con investigaciones especializadas en la captura de CO<sub>2</sub> para lograr mayores desafíos y aplicaciones en la práctica industrial (Bernardo et al., 2009; Y. Zhang et al., 2013). Esta tecnología ha demostrado su facilidad comercial para la eliminación de gases ácidos desde la década de 1980 (purificación de gas natural) (Drioli et al., 2011).

Debido a la simplicidad de su proceso, eficiencia energética, relativa facilidad de operación, control y ampliación, así como su reducido tamaño en comparación con los procesos convencionales, han surgido una gran cantidad de innovaciones tecnológicas y podrá ser en el

futuro la principal opción para la separación del CO<sub>2</sub> del gas natural (Bernardo et al., 2009; Yeo et al., 2012).

Se encuentran disponibles varias membranas para la separación de CO<sub>2</sub> / CH<sub>4</sub>, según los materiales existen tres categorías principales, p.ej membranas poliméricas, membranas inorgánicas y membranas de matriz mixta. Actualmente las membranas más utilizadas son las poliméricas gracias a su costo de fabricación relativamente bajo y su capacidad de procesamiento en configuraciones de hoja plana y fibra hueca (Y. Zhang et al., 2013).

Natco, en 1983, instaló la primera planta de membranas poliméricas de triacetato de celulosa (CYNARA) en Texas (EE. UU.), diseñada inicialmente para tratar un flujo de gas de 60000 Nm<sup>3</sup> / h en 160 módulos, reduciendo el CO<sub>2</sub> del 45% al 28%, hoy en día sigue en funcionamiento y tiene una capacidad de más 120000 Nm<sup>3</sup> / h, disminuyendo el contenido de CO<sub>2</sub> de 80% a menos de 10% (Bernardo et al., 2009). De igual forma, esta compañía instaló un sistema de membranas CYNARA en una plataforma marina ubicada en el golfo de Tailandia con una capacidad de 830000 Nm<sup>3</sup> / h, siendo el sistema más grande para la eliminación de CO<sub>2</sub>, reduciendo este contaminante del 36% al 16%, lo cual es un valor aceptable en el Sudeste Asiático para usar el gas en centrales eléctricas (Yeo et al., 2012).

Actualmente, las compañías internacionales más nombradas en la comercialización de membranas poliméricas para en la separación de CO<sub>2</sub> del gas natural son Compact Membranes Systems (EE.UU.), Performance Products (EE.UU.), CYNARA (EE.UU), GRACE (Australia), SEPAREX (EE.UU), AIR Liquid (France), Membrane Technology and Research (EE.UU) (Iulianelli & Drioli, 2020; Y. Zhang et al., 2013).

(Acevedo, 2017) en su trabajo de investigación titulado “Análisis técnico-financiero de sistemas de endulzamiento en plantas de procesamiento de gas natural. (Caso práctico)”, realizó una comparación entre la tecnología de aminas y membranas implementadas en los campos colombianos La Cusiana y Cupiagua respectivamente, donde se muestra que la remoción de CO<sub>2</sub> en la planta de amina estudiada fue de 100%. En el caso del campo Cupiagua, se evidenció un porcentaje de remoción no mayor al 60% del 4,2% de CO<sub>2</sub> que entró a la membrana, sin embargo, es un valor suficiente para cumplir con las especificaciones del RUT. En cuanto al análisis económico se destaca que el sistema de endulzamiento con membranas permeables tiene un mayor costo de inversión, pero a su vez un menor costo operativo comparado con el costo generado por la planta de endulzamiento con aminas, ya que requiere un menor control de variables y los problemas operacionales son menores.

## 2. Objetivos

### 2.1. Objetivo General

Realizar un diseño conceptual de un sistema de endulzamiento de gas natural mediante la tecnología de membranas para un campo maduro ubicado en el Magdalena Medio.

### 2.2. Objetivos específicos

⇒ Determinar las propiedades fisicoquímicas y características del gas natural obtenido del campo maduro en estudio mediante análisis composicional para establecer las condiciones de entrada de la corriente de gas al sistema de membranas.

⇒ Identificar los tipos de membranas más usados en la industria para la remoción de CO<sub>2</sub> del gas natural mediante el desarrollo de una contextualización bibliográfica para establecer cual se ajustaría más a las condiciones del gas a tratar.

⇒ Establecer los aspectos técnicos más relevantes para el diseño conceptual del sistema de endulzamiento del gas natural del campo en estudio que brinde herramientas para una evaluación preliminar.

### **3. Descripción Metodológica**

La metodología implementada en esta investigación para dar cumplimiento a los objetivos planteados, se llevó a cabo de la siguiente manera:

#### **3.1. Determinación de las propiedades fisicoquímicas del gas natural**

A partir del análisis composicional suministrado por parte de la empresa PSC operadora del campo junto con material bibliográfico, se determinaron las propiedades fisicoquímicas más importantes del gas natural en estudio y su contenido de agua; posteriormente se realizó un análisis comparativo entre sus propiedades y las especificaciones de calidad establecidas por el Reglamento Único de Transporte de gas natural (RUT) para clasificar el tipo de gas a tratar. Así mismo se identificó la incidencia de estas propiedades en la problemática presentada en las facilidades del campo a causa de la corrosión.

Entre las propiedades calculadas más importantes está el poder calorífico el cual es el principal indicador para establecer el precio de venta del gas natural, además de ser una referencia para el cumplimiento de restricciones sobre el valor de ciertos parámetros que tienen impacto sobre la seguridad de los procesos de transporte y uso del gas natural (Blanco et al., 2016), también se encuentra el factor de compresibilidad o factor Z, el cual mide la desviación que tiene el gas real del gas ideal a una presión y temperatura determinadas, asimismo está el índice de Wobbe que permite evaluar la intercambiabilidad de los gases combustibles como el gas natural y el gas licuado del petróleo (GLP), puesto que define si un gas puede ser intercambiado o no por otro, y por último, se destaca el GPM que expresa la riqueza del gas en términos de los galones de hidrocarburos pesados recuperables que hay en el gas.

Los valores de las propiedades del gas en estudio mencionadas anteriormente se presentan en la Tabla 1, y fueron calculadas teniendo en cuenta los fundamentos presentados en el Apéndice A.

### **3.2. Identificación de los tipos de membranas usados para la remoción del CO<sub>2</sub> del gas natural**

Se realizó una contextualización bibliográfica sobre los tipos de membranas más utilizados en la industria del gas natural para disminuir el porcentaje de CO<sub>2</sub> basada en una recopilación de aproximadamente 30 artículos e investigaciones documentadas, su mayoría en una ventana de tiempo de diez años y tomados de fuentes y bases de datos como Science Direct, Scopus, Google Académico, Repositorios Universitarios, Snaac y Springer. Esta información recopilada se clasificó en tres matrices de análisis documental, abarcando de lo general a lo específico y se organizó de la siguiente manera: la primer matriz (ver Apéndice B), se estructuró de acuerdo al año de publicación, objeto de estudio y características de la membrana, la segunda (ver Apéndice C), se constituyó por datos experimentales como las condiciones de operación de las membranas y composición de los gases estudiados; y la tercera (Tabla 3) se elaboró a partir de las empresas encargadas de la fabricación y comercialización de las membranas para la separación de CO<sub>2</sub> del gas natural que fueron mencionadas en los artículos estudiados, y adicionalmente se complementó esta información con una búsqueda en la red de compañías asociadas a esta tecnología/aplicación.

La finalidad de esta contextualización fue definir el tipo de membrana más sobresaliente para el endulzamiento del gas natural en estudio, para ello se ejecutó una matriz de priorización donde se identificaron las tres familias de membranas usadas para la separación de CO<sub>2</sub> del gas natural, luego se definieron los criterios más importantes a tener en cuenta para la selección como por ejemplo la disponibilidad en el mercado, casos de éxito a nivel nacional e internacional, entre

otros, posteriormente se asignó un peso ponderado en porcentaje según el grado de importancia de cada criterio, siendo 100% la suma de todos los porcentajes y una puntuación de 1 a 5 para dar una calificación a cada criterio, el producto de estos valores definieron la familia de membrana más apta para la implementación.

### **3.3. Identificación de los equipos necesarios para el pre-tratamiento y otros aspectos técnicos para la implementación del sistema de membranas**

Después de analizar y comparar la información recopilada para el desarrollo del objetivo anterior se pudo evidenciar la necesidad de un pre-tratamiento para garantizar la integridad y vida útil de la membrana. A partir de las condiciones del gas en estudio y de acuerdo a las necesidades del campo, se definió el pre-tratamiento adecuado entre los existentes, además se establecieron los equipos requeridos para este proceso junto con sus generalidades (ver Apéndice D). Del mismo modo, se hizo énfasis en las diferentes configuraciones en las que se presentan los sistemas de membranas (ver Apéndice K).

Mediante el software Aspen HYSYS se realizó una simulación simplificada del sistema de membranas para las condiciones del gas en estudio, en la cual, para la etapa de pre-tratamiento se utilizó un separador vessel para reducir el porcentaje de hidrocarburos pesados, separándolos como líquidos; respecto a la membrana, se utilizó un componet splitter cuya simulación representa la separación de la corriente de alimentación del gas en las corrientes de permeado y retenido; para este equipo fue necesario considerar una presión de permeado de 2,5 bar, la cual se obtuvo de un rango entre las presiones de permeado encontradas en las investigaciones donde se realizó el proceso de endulzamiento de gas natural de manera experimental y/o industrial; también se estableció el porcentaje de pérdida de metano a partir de la siguiente ecuación:

$$\%p\acute{e}rdidaCH_4 = \left(1 - \frac{CH_{4d}}{CH_{4Al}}\right) * 100\% \quad (\text{Ec.12})$$

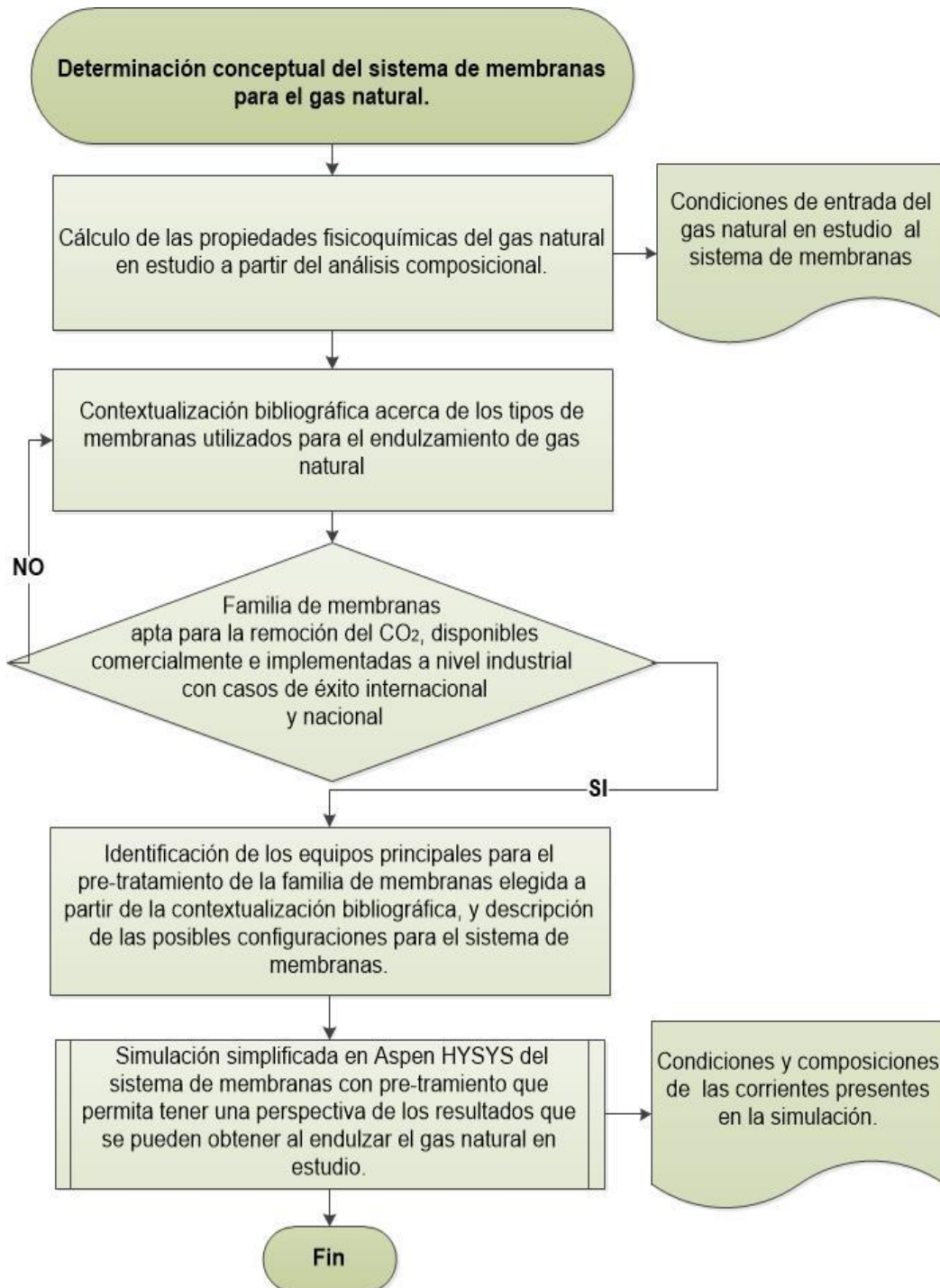
Donde CH<sub>4d</sub> es la concentración de metano en el gas dulce y se asumió a partir de una redistribución másica, en la cual se consideró un %CO<sub>2</sub> de 2% en el gas dulce y en esta nueva composición se obtuvo un %CH<sub>4d</sub> de 74% siendo el valor que se tomó para la ecuación; y CH<sub>4Al</sub> es la concentración de metano en la alimentación.

Esta simulación dio una perspectiva acerca de lo que sería el proceso de endulzamiento de gas natural con membranas de etapa simple, de esta manera se observó el cambio de la composición del gas en estudio y se evidenció el aumento del poder calorífico del mismo.

3.4. Diagrama de flujo de la metodología

Figura 1.

Diagrama de flujo



#### 4. Resultados

Los resultados serán abordados y discutidos siguiendo el orden metodológico descrito anteriormente, dentro del posible escenario en el que se quisiera comercializar el gas natural del campo LS con las condiciones actuales, ya que hoy por hoy se usa como combustible dentro del campo.

##### 4.1. Análisis de las propiedades fisicoquímicas del gas natural

**Tabla 1.**

*Propiedades fisicoquímicas del gas natural en estudio.*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Poder calorífico bruto ideal	1123,15	BTU/ft <sup>3</sup>
Poder calorífico bruto real	1134,50	BTU/ft <sup>3</sup>
Peso Molecular	25,85	g/mol
Gravedad específica del gas	0,8924	
Densidad	0,0688	lbm/ft <sup>3</sup>
Temperatura pseudocrítica	415,08	R
Presión pseudocrítica	692,43	psia
Factor de compresibilidad	0,999	
Índice de Wobbe	1200,96	BTU/ft <sup>3</sup>
GPM (100 % propano)	3,529	gal/1000 PC
GPM (80 % propano)	3,198	gal/1000 PC
Punto de rocío de hidrocarburos	114,58	°F

**Tabla 2.**

*Condiciones de operación del gas en estudio*

<b>Condiciones de operación</b>	
Flujo volumétrico	2.5 MMSCFD
Presión	720 psig
Temperatura	97 °F

Con base en el análisis composicional y las propiedades fisicoquímicas determinadas anteriormente se deduce que el gas natural en estudio no puede ser comercializado por las siguientes razones: en primera instancia, dicho gas tiene un alto porcentaje de CO<sub>2</sub> (15,68%) como consecuencia de que el campo lleva más de 50 años en operación y por tanto es un campo maduro, la presencia del mismo es el causante de la corrosión presentada en las facilidades del campo LS puesto que el CO<sub>2</sub> disuelto en agua forma ácidos débiles como el ácido carbónico (H<sub>3</sub>CO<sub>3</sub>) que es altamente corrosivo al acero al carbono (CS) (Peña Ballesteros & Fuentes, 2007) el cual constituye en su mayoría el material utilizado en las tuberías del campo (schedule 80, 4 in). En cuanto al poder calorífico se percibe que está cerca del límite máximo del intervalo de especificaciones de calidad (950 y 1150 BTU/ft<sup>3</sup>), por lo general el poder calorífico del gas natural es de 1000 BTU/ft<sup>3</sup>, un valor por encima de este infiere la presencia de hidrocarburos pesados en el GN, lo cual se confirma con el valor obtenido del GPM(100% propano) con una riqueza líquida de 3.529 gal/1000PC, esta riqueza se traduce en un alto contenido de hidrocarburos pesados recuperables como líquido en el gas. También se encontró que el gas natural del campo LS está por debajo del rango para la intercambiabilidad de gases establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) que consta de un valor mínimo de 1280.23 BTU/ft<sup>3</sup> y un valor máximo de 1414,43 BTU/ft<sup>3</sup>. [CREG] Para el punto de rocío de hidrocarburos pasa el caso contrario, debido a que el valor de esta propiedad está por encima del valor de 45 °F (7,2 °C), adoptado por la CREG.

En efecto, también se destacan sus propiedades físicas que permiten hacer la siguiente descripción: es un gas ácido por la presencia de CO<sub>2</sub> en su composición (15,68%), es rico porque tiene un GPM mayor a 2 galones de líquido por 1000 PC de gas (3,529 gal/1000PC) (Latorre, 1996) lo que se estima como una cantidad significativa de hidrocarburos recuperables, se considera gas asociado porque es producido junto con el petróleo y luego separado de él, y por último es un gas

deshidratado pues se le fue retirada gran parte del agua contenida, obteniéndose valores menores a 7 lbmH<sub>2</sub>O/MMPCN mediante la unidad deshidratadora TEG con la que cuenta actualmente el campo LS.

Cabe aclarar que el gas natural que se obtiene del campo maduro LS no tiene como finalidad la venta y distribución al sistema nacional de transporte y por lo tanto no se somete a procesos que puedan ajustar las propiedades a los requerimientos ya mencionados, no obstante debido al porcentaje del CO<sub>2</sub> y a las mínimas trazas de agua que quedan luego de la deshidratación del gas, está teniendo efectos corrosivos importantes en las facilidades del campo.

## **4.2. Determinación del tipo de membrana más adecuado para el endulzamiento del gas natural en estudio**

### **4.2.1. Contextualización Bibliográfica**

Tomando en cuenta los análisis y resultados mostrados en los artículos científicos y reportes técnicos se evidenció que alrededor del objeto de estudio de la tipología de membranas para la separación del CO<sub>2</sub> del gas natural, se dan tres tendencias de estudio. Por un lado, está la familia de las membranas poliméricas, las cuales hoy por hoy se fabrican y comercializan a escala industrial mostrando ventajas en su estructura gracias a la versatilidad del material, sin embargo, presentan ciertos inconvenientes operacionales como la plastificación a altas temperaturas y la relación inversa entre la permeabilidad y la selectividad (Baker & Lokhandwala, 2008; Yeo et al., 2012; Y. Zhang et al., 2013). Los investigadores se han motivado a estudiar nuevos materiales que solventen las deficiencias de los polímeros y es de ahí donde surge el interés por la familia de membranas inorgánicas, que han demostrado una mayor selectividad y resistencia a productos químicos agresivos y a altas temperaturas, no obstante, su fragilidad y alto costo de fabricación en

comparación con las membranas poliméricas han dificultado su aplicación a gran escala (Abanades et al., 2015; Bernardo et al., 2009; Yeo et al., 2012).

La tercera tendencia son las membranas de matriz mixta, las cuales se componen de los tipos de membranas ya mencionados, es decir, están formadas por un tamiz molecular (material inorgánico) incrustado en una matriz de polímero; esta unión brinda la oportunidad de combinar el rendimiento superior de los materiales inorgánicos con las propiedades de manipulación de los materiales poliméricos, sin embargo, la mayoría de los materiales para el relleno inorgánico tienen poca compatibilidad con la fase polimérica, y pese a esto, los gases no fluyen de manera selectiva alrededor de las partículas sólidas (Abanades et al., 2015; Khan et al., 2020; Ramírez Jaime, 2013).

Existen otras configuraciones de membranas en las cuales se involucran los solventes usados en los procesos convencionales de endulzamiento de gas natural como lo son las aminas; una de ellas son las membranas de transporte facilitado que consisten en la impregnación de los poros de la membrana con un solvente seleccionado y el posterior transporte de especies a través de la membrana de acuerdo al mecanismo de solución-difusión, generalmente para estas membranas se utilizan soportes poliméricos, puesto que los soportes inorgánicos tienen un mayor espesor, limitando la viabilidad técnica de la membrana, aunque cabe resaltar que son muy pocos los materiales poliméricos que presentan afinidad con las aminas. Una de las desventajas de esta configuración es la inestabilidad de la membrana, ya que el solvente tiende a evaporarse tras cierto tiempo de operación (Santos, 2014; Y. Zhang et al., 2013).

Por otra parte, se encuentran los contactores de membrana de gas-líquido que muestran un gran potencial para la separación de CO<sub>2</sub> en comparación con los procesos convencionales; se conforman por una membrana de fibra hueca hidrófoba no selectiva, que actúa como una barrera física, y un líquido absorbente selectivo al CO<sub>2</sub>. Esta barrera evita que se produzcan inundaciones

o problemas de formación de espuma y proporciona una gran área interfacial, por lo que la fase gaseosa y la fase líquida se pueden manipular de forma independiente (Quek et al., 2018; Y. Zhang et al., 2013).

Dicho lo anterior, un aspecto que tienen en común todas las membranas para la separación de CO<sub>2</sub> es su estructura la cual generalmente son módulos de fibras huecas; las plantas con esta configuración son más compactas y pequeñas, asimismo, necesitan un menor pre-tratamiento que las plantas con módulos en forma de espiral (Condorelli et al., 2012; Gas Processors Suppliers Association, 2004; Rodao et al., 2016)

A continuación, se abordan los estudios experimentales disponibles y compilados para esta investigación acerca de la tecnología de membranas para el endulzamiento de gas natural tanto a nivel internacional como nacional (Colombia), en cuanto a este último escenario, son pocos los aportes al respecto, lo que enfatiza la necesidad de promover más trabajos investigativos sobre el tema. Adicionalmente se muestran las principales compañías que fabrican y comercializan membranas para el endulzamiento de gas natural.

**4.2.1.1. Escenario Internacional.** En cuanto a las investigaciones sobre las membranas inorgánicas y membranas de matriz mixta, la recopilación y análisis se presenta en el Apéndice D.

El escenario internacional para las membranas poliméricas ha sido el más desarrollado, sus estudios se centran en analizar la influencia que tienen ciertos parámetros de operación como altas y bajas presiones, flujos de alimentación y concentración de gases ácidos en la alimentación, tanto en afectaciones a la membrana como en los costos de procesamiento de gas (GPC). Tal es el caso de Palomeque et al., quienes sintetizaron una membrana de poliimida y mediante el software comercial Pro II simularon tres configuraciones diferentes: etapa simple, doble etapa con recirculación de permeado y triple etapa con recirculación de retenido; utilizando un flujo de

alimentación de 60 MMSCFD y un porcentaje de CO<sub>2</sub> de 40%, para los tres casos se redujo el porcentaje de CO<sub>2</sub> al 2%. Comparando los resultados obtenidos de la simulación, la configuración de 1 etapa necesita menos área de membrana (1000 m<sup>2</sup> menos), pero con una mayor pérdida de CH<sub>4</sub> (1,2%) en comparación con un sistema de 3 etapas. La potencia de compresión para un sistema de 3 etapas es más de 4 veces mayor que la de un sistema de 2 etapas, lo cual es comprensible ya que el compresor de este primero procesa un volumen de gas de 1500 MSCFD y el compresor del segundo procesa un volumen de 330 MSCFD. Otra observación por resaltar es que con una configuración de 3 etapas permite la obtención de un volumen de gas procesado de 28250 MSCFD en comparación a 28000 MSCFD que se obtuvo con 2 etapas, pero a expensas de 227,7 kW de potencia de compresión adicional (Palomeque et al., 2016).

De manera semejante, Peters et al., simularon una membrana de PVAm/PVA (polivinilamina y alcohol polivinílico) mediante un modelo interconectado con Aspen Hysys (ChemBrane), para un gas que contiene 2,9% CO<sub>2</sub> a una temperatura y presión de alimentación de 8 °C y 115 bar respectivamente, y otro gas que contiene 9,5% CO<sub>2</sub> e hidrocarburos pesados a una temperatura y presión de alimentación de 60 °C y 90 bar respectivamente; asimismo, estudiaron dos configuraciones para cada gas: 1 etapa y 2 etapas. En relación al primer gas de baja concentración de CO<sub>2</sub>, para la configuración de 1 etapa calcularon pérdidas del 1,6% de CH<sub>4</sub> y una recuperación de 32% de CO<sub>2</sub>, de esto concluyen que un proceso de una sola etapa no es aceptable ya que la recuperación de CO<sub>2</sub> es demasiado baja y la pérdida de CH<sub>4</sub> es demasiado alta; para 2 etapas el porcentaje de pérdida se reduce a 0,11% CH<sub>4</sub>. Con respecto al segundo gas, en la simulación con 1 etapa, se produjo una pérdida de 9,7% CH<sub>4</sub> y una recuperación del 83% de CO<sub>2</sub>, en cambio, en 2 etapas la pérdida se redujo al 0,47% de CH<sub>4</sub>; también dejan en claro que la presencia de hidrocarburos pesados en el gas puede ocasionar ensuciamiento y taponamiento en la

membrana, por esta razón es conveniente evitar bajas presiones y temperaturas al punto de condensación de los hidrocarburos (Peters et al., 2011).

En el terminal de Terengganu gas (TGAST), ubicado en Malasia y operado por Petronas Gas Berhad, se implementó un sistema de membranas de doble zona CYNARA PN-1 en conjunto con la compañía Schlumberger, el cual es adecuado para las variaciones de flujo de alimentación y concentración de gases ácidos que se presentan en el terminal. Este sistema CYNARA PN-1 es un nuevo desarrollo de membrana polimérica que tiene la particularidad de combinar dos zonas diferentes de fibras con diferentes características en un solo módulo de membrana de 30" de diámetro que la hace de tamaño compacto al tiempo que mejora su eficiencia; en la zona 1, se permean las concentraciones más altas de CO<sub>2</sub> y dirige concentraciones más bajas a la zona 2 para optimizar de manera eficiente el tratamiento del gas (Isa et al., 2012; Schlumberger, n.d.-b). Para el procesamiento de hasta 700 MMSCFD de GN y una reducción del 25% al 8% de CO<sub>2</sub> fue necesario implementar 3 configuraciones de membrana CYNARA PN-1 en la terminal TGAST (Schlumberger, n.d.-b).

Otra aplicación en condiciones realistas de una membrana polimérica de triacetato de celulosa (CTA), proporcionada por Schlumberger, permitió el estudio de los beneficios de una plastificación controlada para el endulzamiento de una corriente de gas con una composición de 69% CH<sub>4</sub>, 20% H<sub>2</sub>S, 5% CO<sub>2</sub>, 3% C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, 3% C<sub>3</sub>H<sub>6</sub> y trazas de Tolueno, considerando temperaturas de 35 y 50°C y presiones de 6,9 y 31,3 bar; Liu et al., encontraron que la plastificación se produce a una presión aumentada a ambas temperaturas, ocasionando un aumento en la permeabilidad de CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S; a 35 ° C y 31,3 bar, la membrana de fibra hueca CTA exhibe una permeabilidad al H<sub>2</sub>S de ~ 140 GPU con una selectividad H<sub>2</sub>S / CH<sub>4</sub> de ~ 28; además, la permeabilidad al CO<sub>2</sub> es de ~ 115 GPU con una selectividad de CO<sub>2</sub> / CH<sub>4</sub> de ~ 22, permitiendo que el gas tratado llegue a

las especificaciones de la tubería (4 ppm de H<sub>2</sub>S y 2% CO<sub>2</sub>) , lo cual para los autores es sorprendente obtener estos resultados a pesar de que la membrana se encuentra en un estado de plastificación controlada, en otras palabras, se evidencia claramente el potencial de estas membranas económicas en aplicaciones realistas de edulcoración de gas natural con una eliminación simultánea de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> (Liu et al., 2020).

En relación a los contactores de membrana de fibra hueca (HFMC), los materiales utilizados comúnmente son polímeros como Politetrafluoroetileno (PTFE), PVDF y Polipropileno (Hoff & Svendsen, 2013), estos autores también realizaron una comparación entre los HFMC y los procesos convencionales de torres de absorción, en la cual destacan que los HFMC permiten una reducción de 75% en términos de tamaño y ahorros significativos en la economía del proceso, también mitigan las dificultades que se presentan en las torres de absorción como la inundación, arrastre y formación de espuma, debido a que la membrana actúa como una barrera entre las dos fases. Ahora bien, Abdolahi-Mansoorkhani & Seddighi, estudiaron los efectos de humectación en la membrana PVDF implementada en un HFMC, así como el rendimiento de diferentes absorbentes como PZ, MEA, EDA y TEA; con respecto a la humectabilidad, encontraron que tiene un impacto considerablemente negativo en la capacidad de captura de carbono en la membrana, incluso un 10% de humectación reduce la eficiencia del proceso en más del 47%. En cuanto a los absorbentes, el que presenta un mayor rendimiento es la piperazina (PZ), ya que demostró una mejor capacidad para eliminar las moléculas del CO<sub>2</sub> (Abdolahi-Mansoorkhani & Seddighi, 2020). Conviene recalcar que estas investigaciones fueron realizadas a partir de simulaciones.

4.2.1.2. **Escenario Nacional.** Respecto al escenario nacional, se presenta una limitación en la información debido a que la tecnología de membranas para endulzamiento de gas no ha sido acogida masivamente en los campos colombianos. De la información recopilada, se encontró que

en Colombia se ha implementado esta tecnología en dos campos, el primero es el campo Sardinata ubicado en Norte de Santander, en el cual se implementaron 2 skids de membranas de acetato de celulosa proporcionados por la compañía ProSep, para procesar un flujo de gas de 6,1 MMSCFD y reducir el porcentaje de CO<sub>2</sub> de 4,7 a 1,8% (CORPONOR, 2016).

El segundo, es el campo Cupiagua ubicado en el departamento de Casanare en el municipio de Aguazul, donde se implementó un sistema de membranas de acetato de celulosa y sobre el cual se encontraron dos estudios realizados en diferentes años, un primero en el 2010, con las siguientes condiciones del gas: caudal volumétrico de 245 MMSCFD, presión y temperatura de 950 psig y 90 – 130°F respectivamente y una composición de CO<sub>2</sub> de 5,45%; en donde se obtuvo una reducción del porcentaje de CO<sub>2</sub> al 1,9% y un flujo esperado de retenido de 140 MMSCFD con un aumento en la presión a 1230 psig y una temperatura de 120°F (Murillo & Santos, 2010). Un segundo estudio fue realizado en el 2017, como era de esperarse las condiciones del gas tratado en el campo Cupiagua variaron a lo largo de los años y para esta investigación fueron las siguientes: caudal volumétrico de 210 MMSCFD, presión y temperatura de 932 psig y 105°F respectivamente y una composición de CO<sub>2</sub> de 4,2%; en donde se obtuvo una reducción del porcentaje de CO<sub>2</sub> al 2% y un flujo de permeado de 20,6 MMSCFD con una presión de 19 psig y una temperatura de 103°F (Acevedo, 2017).

Estas dos investigaciones se relacionan respecto a una comparación entre la tecnología de membranas y el proceso convencional de absorción con aminas, ambas concuerdan que el sistema de endulzamiento con membranas tiene un mayor costo de inversión pero a su vez un menor costo operativo, también se evidencia que en ambos casos se logró una reducción del contenido de CO<sub>2</sub> que cumple con las especificaciones del RUT, sin embargo, difieren en cuanto a la eficiencia de remoción, dado que Murillo & Santos afirman que la tecnología de membranas presenta una mayor

eficiencia en la remoción de CO<sub>2</sub>, en cambio, Acevedo resalta la alta eficiencia y confiabilidad de las torres de absorción (Acevedo, 2017; Murillo & Santos, 2010).

4.2.1.3. **Fabricantes de membranas para el endulzamiento de gas natural a nivel mundial.** Las membranas comerciales disponibles para el endulzamiento de gas natural son de la familia polimérica y se muestran en la tabla 2.

En la tabla 2, además, se destacan los polímeros que han sido usados como materiales de fabricación en los sistemas de membranas como el poliimida, poliéter éter cetona, triacetato de celulosa y acetato de celulosa; también se evidencia que la estructura que sobresale es la fibra hueca. Cabe resaltar que todas las compañías son internacionales pues en Colombia no existe registro de algún fabricante de membranas de este tipo.

**Tabla 3.**

*Principales proveedores de sistemas de membrana para separación del gas natural*

Fabricante	Nombre comercial	Material de la membrana	Tipo de membrana	Referencia
<b>Air liquid</b>	Medal™	Poliimida	Módulo de membranas de fibras huecas asimétricas	(Air Liquid, n.d.)
	PoroGen	Poliéter éter cetona (PEEK)		
<b>Schlumberger</b>	Cynara	Triacetato de celulosa	Membrana tubular de fibras huecas asimétricas	(Schlumberger, n.d.-a)
<b>Membrane Technology and Research, Inc.</b>	NR	Polimérica	NR	(Membrane Technology and Research, n.d.)
<b>Fujifilm</b>	Apura™	NR	Módulos de membrana enrollados en espiral	(Fujifilm Europe, n.d.)
<b>Honeywell (UOP)</b>	Separex™	Polimérica	Enrollada en espiral	(UOP Honeywell company, 2009)
<b>ProSep</b>	NR	Acetato de celulosa	Módulos de membrana enrollados en espiral	(Prosep, 2015)
<b>Evonik</b>	SEPURAN® NG	Polimérica	Fibra hueca	(Evonik, n.d.)
<b>Generon</b>	El Generon® Advantage	Polimérica	Fibra hueca	(GENERON, n.d.)

#### **4.2.2. Matriz de priorización**

La finalidad de esta contextualización bibliográfica fue proponer la familia de membranas más adecuada para la posible implementación en el campo LS en estudio, que permita una disminución considerable del porcentaje de CO<sub>2</sub> y en consecuencia una mejora en la problemática de corrosión que se presenta actualmente en el campo.

Esta contextualización nos permitió definir las familias de membranas aptas para la eliminación del CO<sub>2</sub> del gas natural, las cuales fueron evaluadas en la matriz de priorización: familia de membranas poliméricas, inorgánicas y de matriz mixta, al igual que otro sistema usado para este fin, como los contactores de membrana los cuales se incluyen en la familia de polímeros por usar en su configuración membranas de este material.

Para la selección de la familia de membranas, se consideraron influyentes siete criterios de evaluación, a los cuales se les asignó un peso ponderado de acuerdo al grado de contribución de cada uno, a manera que la suma de los mismos fuera 100%, de igual forma se estableció un rango de puntuación de 1 a 5 para evaluar la influencia de cada criterio en cada familia de membranas, siendo 5 más influyente y 1 menos influyente.

A partir de los resultados obtenidos de la matriz de priorización, se definió que la familia de membranas más adecuada para el objeto de estudio son las poliméricas, pues presentan una mayor participación en los criterios evaluados y por ende las que más puntaje ponderado tuvieron, como por ejemplo, esta familia de membranas es actualmente predominante en su fabricación a nivel industrial y por tal motivo la que se ha implementado en plantas de procesamiento de GN.

A raíz del análisis de la información documentada para el desarrollo del objetivo y en relación a las compañías de mayor reconocimiento para la comercialización de sistemas de

membranas poliméricas, entre ellas Schlumberger, ProSep y Air Liquid, se infiere que los materiales poliméricos de mayor aplicación son: Acetato de celulosa, Poliimida y Triacetato de celulosa, por esta razón y en cuanto a la facilidad de obtención en el mercado y su eficiencia demostrada en procesos industriales se proponen estos materiales para la posible implementación del sistema de endulzamiento con membranas en el campo LS.

**Tabla 4.***Matriz de priorización\**

Tipo de membrana Criterios	Polimérica			Inorgánica			Matriz mixta		
	Puntos	peso	total	Puntos	peso	total	Puntos	peso	total
Usada para la remoción de CO <sub>2</sub> del GN	5	25%	1,25	4	25%	1	4	25%	1
Estructura de fibra hueca	5	5%	0,25	5	5%	0,25	5	5%	0,25
Fabricada a nivel Industrial	5	20%	1	1	20%	0,2	1	20%	0,2
Casos de éxito Internacional	4	10%	0,4	1	10%	0,1	1	10%	0,1
Casos de éxito nacional	4	15%	0,6	1	15%	0,15	1	15%	0,15
Usadas para aplicaciones de remoción de CO <sub>2</sub> ≥ 16%	4	20%	0,8	3	20%	0,6	2	20%	0,4
Disponibilidad de la tecnología a nivel nacional	1	5%	0,05	1	5%	0,05	1	5%	0,05
Total			4,35			2,35			2,15

\*Aclaración de los criterios de la tabla 3: (Los criterios se mencionan siguiendo el orden de 1 a 7 de arriba hacia abajo)

1. Este criterio representa el proceso principal que se llevará a cabo y se consideró el más importante debido a que las tres familias de membranas son usadas en la separación de diferentes gases.
2. Con este criterio se evaluó si los tres tipos de membrana se fabrican en fibra hueca, debido a que esta estructura es la más utilizada en el endulzamiento de GN.
3. Se precisa saber con este criterio si estos tipos de membranas se fabrican a escala industrial.
4. & 5. Con estos dos criterios se analizó la aplicabilidad de la tecnología en la industria del GN tanto internacional como nacional.
6. La intención de este criterio es evidenciar que los tipos de membranas han sido aplicados con gases semejantes al del caso de estudio con relación al %CO<sub>2</sub>.
7. Este criterio evaluó la existencia de fabricantes o en su defecto soporte técnico de la tecnología en el país.

### **4.3. Aspectos técnicos para el diseño conceptual del sistema de endulzamiento del gas natural del campo maduro LS**

#### **4.3.1. Pre-tratamiento**

Los sistemas de membrana para el proceso de remoción de CO<sub>2</sub> del gas natural, requieren un tratamiento previo para evitar ensuciamiento, plastificación y condensación de hidrocarburos en la membrana (Palomeque et al., 2016; Siagian et al., 2019), estos inconvenientes son causados por sustancias que reducen el rendimiento en la eliminación del CO<sub>2</sub> como lo son: el agua, que produce hinchazón y destrucción de la integridad de la membrana; los hidrocarburos pesados, que forman una película en la superficie de la membrana disminuyendo drásticamente la tasa de permeación; inhibidores de corrosión y aditivos para pozos que pueden ser destructivos, y material particulado que bloquean el área de flujo de la membrana (Stewart, 2014).

En cuanto a las membranas poliméricas existe un sistema de pre-tratamiento base, que se modifica de acuerdo a las recomendaciones de los proveedores de membranas, los cuales monitorean los datos de operación del campo para predecir el rendimiento de los equipos, definir el número de etapas de membranas adecuadas para lograr la remoción de gases ácidos propuesta, prever su vida útil y del mismo modo identificar los procesos requeridos para el acondicionamiento del gas antes de su ingreso al sistema de membranas, todo lo anterior a partir de un software especializado (Prosep, 2015).

La literatura menciona dos tipos de pre-tratamientos para las membranas de separación de CO<sub>2</sub> del gas natural, su aplicabilidad se define dependiendo del contenido de hidrocarburos pesados presentes en la corriente de gas y la estabilidad en su composición (Siagian et al., 2019). De esta manera, si el gas a tratar tiene una composición ligera y estable el pre-tratamiento recomendado es el tradicional (ver Apéndice E), que consiste en un filtro coalescente para eliminación de líquidos

y neblina; un lecho de protección adsorbente no regenerable para la eliminación de trazas de contaminantes; un filtro de partículas para la eliminación del polvo o partículas después del lecho adsorbente; y un calentador para proporcionar una condición suficiente de calentamiento al gas (Siagian et al., 2019; Stewart, 2014); la limitación que presenta esta configuración es que en caso de un aumento repentino en el contenido de hidrocarburos pesados puede dañar el lecho y habría que reemplazar el adsorbente, además, si se presenta algún problema con el calentador se debe desconectar todo el sistema puesto que es el único equipo que proporciona calentamiento, sin embargo, se puede considerar la adición de algunos equipos para mejorar el rendimiento del sistema (ver Apéndice I) (Stewart, 2014). El segundo pre-tratamiento es el mejorado o regenerativo (ver Apéndice F) y es adecuado cuando hay una amplia variación en el contenido de gas de alimentación; a diferencia del tradicional, este incluye preliminarmente un intercambiador de recuperación de calor que enfría el gas de alimentación, el lecho adsorbente es regenerable y elimina por completo los hidrocarburos pesados, componentes dañinos y el agua, por lo que no se requiere un proceso de deshidratación aguas arriba.

Cabe aclarar que a la corriente de gas se le debe proporcionar un calentamiento tal que cuando ingrese a la membrana su temperatura esté por encima de la temperatura cricondertérmica para evitar la formación de hidrocarburos líquidos pero a su vez esté por debajo de la temperatura que pueda causar daños a la membrana.

Dicho lo anterior, y en vista de que el gas natural del campo LS en estudio no ha presentado una variación significativa en las últimas décadas y además cuenta con una unidad de deshidratación TEG, se propone que el pre-tratamiento a implementar sea la configuración tradicional, considerando la implementación de un filtro separador de doble barril, que actúa como filtro de coalescencia y de partículas proporcionando una alta eficiencia y un bajo mantenimiento,

posterior a la unidad TEG; de esta manera, se reduciría el número de equipos de 4 a 3 para el pre-tratamiento.

### Figura2.

#### *Pre-tratamiento tradicional propuesto*



#### 4.3.2. Simulación

De la simulación realizada se obtuvieron los resultados de las corrientes del sistema presentadas en la tabla 5, en la cual se muestra el cambio de las composiciones del gas a medida que pasa por el proceso de pre-tratamiento y el sistema de membranas. Respecto al proceso de pre-tratamiento simulado por el separador se observa que los hidrocarburos C<sub>6+</sub> son eliminados en la corriente de líquidos, en cuanto a la separación de CO<sub>2</sub> simulado por el component splitter, se evidencia una reducción de 15,68% a 3,19%, esto permitió una reducción en el volumen y a su vez un aumento en el poder calorífico del gas pasando de 1123,15 a 1180,93 BTU/ft<sup>3</sup>

**Tabla 5.***Composición de las corrientes de alimentación, retenido y permeado*

Compositions					
	Alimentación	Vapor	Líquido	Retenido	Permeado
Comp Mole Frac (Methane)	0,6442	0,6880	0,2030	0,7701	0,4290
Comp Mole Frac (Propane)	0,0555	0,0435	0,1762	0,0573	0,0000
Comp Mole Frac (Ethane)	0,0793	0,0756	0,1162	0,0996	0,0000
Comp Mole Frac (i-Butane)	0,0108	0,0058	0,0615	0,0076	0,0000
Comp Mole Frac (Cyclohexane)	0,0006	0,0000	0,0064	0,0000	0,0000
Comp Mole Frac (i-Pentane)	0,0066	0,0015	0,0577	0,0020	0,0000
Comp Mole Frac (22-Mpropane)	0,0001	0,0000	0,0007	0,0000	0,0000
Comp Mole Frac (Toluene)	0,0001	0,0000	0,0011	0,0000	0,0000
Comp Mole Frac (Benzene)	0,0001	0,0000	0,0011	0,0000	0,0000
Comp Mole Frac (Mycyclohexane)	0,0003	0,0000	0,0033	0,0000	0,0000
Comp Mole Frac (Mycyclopentan)	0,0007	0,0000	0,0073	0,0001	0,0000
Comp Mole Frac (Nitrogen)	0,0116	0,0126	0,0014	0,0166	0,0000
Comp Mole Frac (CO2)	0,1568	0,1616	0,1086	0,0319	0,5710
Comp Mole Frac (n-Butane)	0,0219	0,0098	0,1437	0,0129	0,0000
Comp Mole Frac (n-Pentane)	0,0062	0,0012	0,0569	0,0015	0,0000
Comp Mole Frac (n-Hexane)	0,0040	0,0002	0,0417	0,0003	0,0000
Comp Mole Frac (n-Heptane)	0,0008	0,0000	0,0087	0,0000	0,0000
Comp Mole Frac (n-Octane)	0,0002	0,0000	0,0022	0,0000	0,0000
Comp Mole Frac (n-Nonane)	0,0002	0,0000	0,0022	0,0000	0,0000

## 5. Conclusiones

El sistema de membranas para la remoción de CO<sub>2</sub> efectivamente puede implementarse para endulzar el gas natural en estudio, ya que esta tecnología resulta viable para flujos menores a 6000 Nm<sup>3</sup>/h y altas concentraciones de CO<sub>2</sub>.

Todos los tipos de membrana estudiados pueden ser utilizados para la remoción de CO<sub>2</sub> del gas natural, sin embargo, las membranas poliméricas muestran ventajas sobre las inorgánicas y de matriz mixta, debido a que han presentado resultados eficientes en escenarios reales en los que han sido implementadas.

El triacetato de celulosa, poliimida y el acetato de celulosa, son los materiales poliméricos más usados para la fabricación industrial de membranas en la estructura de fibra hueca, no obstante, también hay compañías que optan por la estructura de envoltura espiral.

A partir de la simulación realizada en HYSYS se obtuvo un %CO<sub>2</sub> de 3,19%, que aunque no cumple con las especificaciones de calidad, mitigaría los daños en las facilidades causados por la corrosión y los costos de mantenimiento asociados a esta problemática.

El sistema de endulzamiento con membranas debe ser ubicado posterior a la unidad de deshidratación TEG ya que este proceso está implementado en el campo y no sería necesario incluirlo en el pre-tratamiento de las membranas.

Al momento de llevar a cabo la implementación de la tecnología de membranas es necesario recurrir a las compañías comercializadoras de membranas quienes ya tienen establecido el material polimérico de fabricación, y son las encargadas de establecer la cantidad de módulos por patines, patines de pre-tratamiento y orientación del sistema.

En el escenario nacional se presenta la implementación de la tecnología de membranas únicamente en los campos Cupiagua (Casanare) y Sardinata (Norte de Santander), en los cuales utilizaron el acetato de celulosa como material de la membrana y se redujo el %CO<sub>2</sub> en el gas dulce a 2% y 1,8% respectivamente.

## **6. Recomendaciones**

Se debe tener en cuenta los costos que acarrearán las pérdidas de hidrocarburos que se presentan cuando se trabaja el proceso en una sola etapa así como también los costos de inversión que se incrementan con un proceso de doble etapa, a la hora de definir la configuración del sistema de membranas.

Realizar un estudio económico de la implementación de la tecnología de membranas en el campo LS para establecer sus costos operativos y de inversión y evaluar su viabilidad en comparación con los costos de mantenimiento generados por las fallas de corrosión.

Realizar un estudio de prefactibilidad del proceso de endulzamiento con aminas y a su vez hacer una comparación entre las dos tecnologías para determinar cuál es la más adecuada según las condiciones del campo LS.

### Bibliografía

- Abanades, J. C., Arias, B., Lyngfelt, A., Mattisson, T., Wiley, D. E., Li, H., Ho, M. T., Mangano, E., & Brandani, S. (2015). Emerging CO<sub>2</sub> capture systems. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 40, 126–166. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.04.018>
- Abdollahi-Mansoorkhani, H., & Seddighi, S. (2020). CO<sub>2</sub> capture by modified hollow fiber membrane contactor: Numerical study on membrane structure and membrane wettability. *Fuel Processing Technology*, 209(July). <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2020.106530>
- Acevedo, M. (2017). *Análisis técnico-financiero de sistemas de endulzamiento en plantas de procesamiento de gas natural. (caso práctico)* (Vol. 1, Issue 1). <https://doi.org/10.1037/0022-3514.51.6.1173>
- Air Liquid. (n.d.). *Membrane Solutions for Natural Gas Treatment*. [www.medal.airliquide.com](http://www.medal.airliquide.com)
- Baker, R. W., & Lokhandwala, K. (2008). Natural Gas Processing with Membranes: An Overview. *Ind. Eng. Chem. Res*, 47, 2109–2121.
- Bernardo, P., Drioli, E., & Golemme, G. (2009). *Ind. Eng. Chem. Res.* 2009, 48, 4638–4663 *Gas Sep State of the art Bernardo et al.pdf*. 4638–4663.
- Blanco, A., Ariza, A., Alexandra, A., Sánchez, G., Blanco, E. A., Alexandra, A., Ariza, A., Eduardo, C., & Sánchez, G. (2016). Revisión del cálculo de poder calorífico y punto de rocío del gas natural , y de la estimación de sus incertidumbres Review of calculation of calorific value and dew point of natural gas , and estimating uncertainties Revisão do cálculo do valor calorífic. *Revista ION*, 29(2), 87–99.
- Bruce Mackay, N. A., Marko Stipanicev, Øystein B., Jackson, E. J., Jenkins, A., Melot, D., Schele, J., & Vittonato, J. (2016). La corrosión: La lucha más extensa. *Oilfield Review*, 28(2), 16. [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish16/may16/03-corrosion.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish16/may16/03-corrosion.pdf)
- Casiano, O., & Ordoñez, S. (2011). *Selección de endulzamiento en plataforma y disposición de los contaminantes*.

- Chu, Y., & He, X. (2018). Process simulation and cost evaluation of carbon membranes for CO<sub>2</sub> removal from high-pressure natural gas. *Membranes*, 8(4). <https://doi.org/10.3390/membranes8040118>
- Condorelli, I. G., Ludevid, I. A., & Shiratori, I. J. (2012). *Rama Perforación y Producción*. 1–26.
- CORPONOR. (2016). *Resolución No. 819 de 29 Dic 2016*. 53(9), 1689–1699.
- Cuesta, Y. (2019). GUIA TECNICA PARA EL DISEÑO DE UNA RED DE GAS NATURAL PARA USO INDUSTRIAL, APLICANDO LA NORMA TECNICA COLOMBIANA. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), 1689–1699.
- Douglas, M. (2002). *Thermal swing adsorption process*. 8, 1184067-B1:
- Drioli, E., Barbieri, G., & of Chemistry (Great Britain), R. S. (2011). *Membrane engineering for the treatment of gases* (Vol. 1).
- EPM. (2015). *ESPECIFICACIÓN TÉCNICA PARA FILTRO DE PARTÍCULAS EN DESCOMPRESORAS A GAS NATURAL*. 1–16.
- Erdmann, E., Ruiz, L. A., Martínez, J., Gutierrez, 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.
- Escobar, M. (2017). *Contenido Líquido de Un Gas Natural (GPM)*. <https://es.scribd.com/document/341608965/Contenido-Liquido-de-Un-Gas-Natural-GPM>
- Estefania, Y., & Falzone, L. (2014). *DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE AGUA EN EL GAS NATURAL Y SU INCIDENCIA EN LA EFICIENCIA DE LOS PROCESOS DE DESHIDRATACIÓN*.
- Evonik. (n.d.). *SEPURAN® NG Membrane technology for efficient natural gas processing*.
- Froztec. (n.d.). *Cómo funciona un intercambiador de calor en un sistema de refrigeración*. Retrieved February 3, 2021, from <https://www.froztec.com/como-funciona-un-intercambiador-de-calor-en-un-sistema-de-refrigeracion>
- Fujifilm Europe. (n.d.). *Gas Membrane*. Retrieved January 28, 2021, from <https://www.fujifilm.eu/eu/products/industrial-products/membrane-technology/gas->

membrane#content2

Gas Processors Suppliers Association. (2004). *Engineering Data Book*.  
[https://es.scribd.com/document/440962539/Dialnet-](https://es.scribd.com/document/440962539/Dialnet-NuevaEcuacionParaDeterminarElFactorDeDesviacionZDe-5432216-1-pdf)

[NuevaEcuacionParaDeterminarElFactorDeDesviacionZDe-5432216-1-pdf](https://es.scribd.com/document/440962539/Dialnet-NuevaEcuacionParaDeterminarElFactorDeDesviacionZDe-5432216-1-pdf)

GENERON. (n.d.). *Separación de dióxido de carbono del gas natural | Separación de membrana de CO<sub>2</sub>*. Retrieved January 28, 2021, from <https://www.generon.com/product/carbon-dioxide-co2-separation/>

Guo, B., & Ghalambor, A. (2005). *Natural Gas Engineering Handbook*.

Haider, S., Lindbråthen, A., Lie, J. A., Andersen, I. C. T., & Hägg, M. B. (2018). CO<sub>2</sub> separation with carbon membranes in high pressure and elevated temperature applications. *Separation and Purification Technology*, *190*, 177–189. <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2017.08.038>

Harrigan, D. J., Yang, J., Sundell, B. J., Lawrence, J. A., O'Brien, J. T., & Ostraat, M. L. (2020). Sour gas transport in poly(ether-b-amide) membranes for natural gas separations. *Journal of Membrane Science*, *595*(August 2019), 117497. <https://doi.org/10.1016/j.memsci.2019.117497>

Hoff, K. A., & Svendsen, H. F. (2013). CO<sub>2</sub> absorption with membrane contactors vs. packed absorbers- Challenges and opportunities in post combustion capture and natural gas sweetening. *Energy Procedia*, *37*(1876), 952–960. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.05.190>

Ingeniero Marino. (n.d.). *Intercambiadores de Calor*. Retrieved February 3, 2021, from <https://ingenieromarino.com/intercambiadores-de-calor/>

Isa, F. M., Ahmad, A. S., Karim, F. A., Rahman, F. H., & Peters, R. (2012). Development of innovative membrane for offshore high CO<sub>2</sub> separation. *Kuala Lumpur World Gas Conference 2012, January*, 1–6.

Iulianelli, A., & Drioli, E. (2020). Membrane engineering: Latest advancements in gas separation and pre-treatment processes, petrochemical industry and refinery, and future perspectives in emerging applications. *Fuel Processing Technology*, *206*(May), 106464. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2020.106464>



- Olaya, G. (n.d.). *Nueva Ecuacion Para Determinar El Factor De Desviacion "Z" Del Gas Natural*.  
<https://es.scribd.com/document/440962539/Dialnet-NuevaEcuacionParaDeterminarElFactorDeDesviacionZDe-5432216-1-pdf>
- Ortíz, J. M. (2014). Fundamentos de la Intercambiabilidad del Gas Natural. *Ciencia*, 6–15.
- Palomeque, J. F., Guzmán, J., & Zuñiga, A. J. (2016). Simulation of the natural gas purification process with membrane technology. Technical and economic aspects. *Revista Mexicana de Ingeniera Quimica*, 15(2), 611–624.
- Peña Ballesteros, D., & Fuentes, C. (2007). Predicción de la corrosión por CO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>S en tuberías de acero al carbono. *Scientia et Technica*, 4(36), 881–886.  
<https://doi.org/10.22517/23447214.5147>
- Peters, L., Hussain, A., Follmann, M., Melin, T., & Hägg, M. B. (2011). CO<sub>2</sub> removal from natural gas by employing amine absorption and membrane technology-A technical and economical analysis. *Chemical Engineering Journal*, 172(2–3), 952–960.  
<https://doi.org/10.1016/j.cej.2011.07.007>
- PetroSantander Colombia. (n.d.). *Compositional Analysis of Salida unidad deshidratadora to C12 + Payoa Salida unidad deshidratadora - Diagrama de fase Sampling Date Sampling location Cylinder number*.
- Prosep. (2015). *Natural gas membranes*. 1–4.
- Quek, V. C., Shah, N., & Chachuat, B. (2018). Modeling for design and operation of high-pressure membrane contactors in natural gas sweetening. *Chemical Engineering Research and Design*, 132, 1005–1019. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2018.01.033>
- Quintino, E. F. de A., & Stock, J. de A. (2014). *A Study About CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> Separation Using Polymeric Membranes*. 1–56.
- Ramírez Jaime, A. (2013). Membranas compuestas base polimérica: preparación, caracterización y estudios para la separación de gases. *Centro de Investigación En Química Aplicada*, 114.  
[https://ciqa.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1025/51/1/TESIS\\_MTP\\_ALEXIS\\_RAMIREZ\\_JAIME.pdf](https://ciqa.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1025/51/1/TESIS_MTP_ALEXIS_RAMIREZ_JAIME.pdf)

- Rezakazemi, M., Ebadi Amooghin, A., Montazer-Rahmati, M. M., Ismail, A. F., & Matsuura, T. (2014). State-of-the-art membrane based CO<sub>2</sub> separation using mixed matrix membranes (MMMs): An overview on current status and future directions. *Progress in Polymer Science*, 39(5), 817–861. <https://doi.org/10.1016/j.progpolymsci.2014.01.003>
- Ribón, H. M., Santos, N. S., Patricia, O., & Cancino, O. (2010). *MÉTODOS DE DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL*. 8, 55–64.
- Rodao, F. D. R., Díaz, C. D. P., López, C. A. J., Tierradentro, J. S. T., & Arroyave, J. C. B. (2016). Procesos para endulzamiento del gas natural Natural gas sweetening process. *Academia.Edu*, 1–7.
- Roy, P. S., Ryu, C., & Park, C. S. (2018). Predicting Wobbe Index and methane number of a renewable natural gas by the measurement of simple physical properties. *Fuel*, 224(March), 121–127. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.03.074>
- Santos, E. (2014). Separación de dióxido de carbono utilizando membranas soportadas con líquidos iónicos. *TDR (Tesis Doctorales En Red)*.
- Schlumberger. (n.d.-a). *CYNARA Acid Gas Removal Membrane Systems | Schlumberger*. Retrieved January 28, 2021, from <https://www.slb.com/well-production/processing-and-separation/gas-treatment/cynara-acid-gas-removal-membrane-systems>
- Schlumberger. (n.d.-b). *Petronas Gas Plant Reduces Costs with Dual-Core Acid Gas Removal Membranes*.
- Shao, P., Dal-Cin, M., Kumar, A., Li, H., & Singh, D. P. (2012). Design and economics of a hybrid membrane-temperature swing adsorption process for upgrading biogas. *Journal of Membrane Science*, 413–414, 17–28. <https://doi.org/10.1016/j.memsci.2012.02.040>
- Siagian, U. W. R., Raksajati, A., Himma, N. F., Khoiruddin, K., & Wenten, I. G. (2019). Membrane-based carbon capture technologies: Membrane gas separation vs. membrane contactor. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 67(March), 172–195. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.04.008>
- SPEC. (n.d.). *Separador de filtro de gas*. Retrieved February 9, 2021, from <http://www.specoilandgas.com/Gas-Filter-Separator.html>

Stewart, M. (2014). *Surface production operations*. 53(9), 1689–1699.

Stewart, M., & Arnold, K. (2011). *Gas Sweetening and Processing Field Manual*.  
<https://doi.org/10.1016/b978-1-85617-982-9.00001-6>

Tronci, G., Raffone, F., & Cicero, G. (2018). Theoretical study of nanoporous graphene membranes for natural gas purification. *Applied Sciences (Switzerland)*, 8(9).  
<https://doi.org/10.3390/app8091547>

UOP Honeywell company. (2009). UOP Separex Mmembrane Technology. *Membrane Technology*.

Yeo, Z. Y., Chew, T. L., Zhu, P. W., Mohamed, A. R., & Chai, S. P. (2012). Conventional processes and membrane technology for carbon dioxide removal from natural gas: A review. *Journal of Natural Gas Chemistry*, 21(3), 282–298. [https://doi.org/10.1016/S1003-9953\(11\)60366-6](https://doi.org/10.1016/S1003-9953(11)60366-6)

Zhang, P., Zhou, L., Zeng, W., Xiong, G., Huang, H., Cai, L., Ye, H., & Qu, S. (2020). Hydrocarbon Dew Point Measurement and Model Evaluation of Synthetic and Real Natural Gases. *ACS Omega*, 5(15), 8463–8473. <https://doi.org/10.1021/acsomega.9b03469>

Zhang, Y., Sunarso, J., Liu, S., & Wang, R. (2013). Current status and development of membranes for CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> separation: A review. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 12, 84–107. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2012.10.009>

## Apéndices

### Apéndice A. Fundamentos para el cálculo de las propiedades fisicoquímicas del gas natural

Para el cálculo de las propiedades fisicoquímicas del gas natural se utilizó el reporte del análisis cromatográfico extendido hasta C12+ suministrado por parte de la empresa PSC operadora del campo. (Apéndice G) A continuación se presentan las propiedades determinadas:

**Poder Calorífico:** El poder calorífico ideal hace referencia al calor o energía supuesta que debería liberar el gas natural durante la reacción de combustión, se expresa en unidad de energía por unidad de masa o volumen, y se calcula mediante la ecuación 1.

$$PC_{id} = \sum_{i=1}^n y_i * PC_i \quad (\text{Ec.1})$$

Donde  $X_i$  y  $PC_i$  es la fracción molar y el poder calorífico de cada componente respectivamente. Los datos del poder calorífico de los componentes puros del gas fueron tomados de la GPSA fig 23-2 (constantes físicas) Para corregir el poder calorífico de ideal a real se utiliza el factor de compresibilidad

$$PC_r = \frac{PC_{id}}{Z} \quad (\text{Ec.2})$$

Donde  $PC_r$  es el poder calorífico real,  $PC_{id}$  el poder calorífico ideal y  $Z$  el Factor de compresibilidad.

**Peso Molecular:** Para una mezcla de gases el peso molecular se determina mediante el promedio ponderado de los pesos moleculares de los gases que componen la mezcla ( $PM_i$ ) y su composición molar ( $Y_i$ ) (Guo & Ghalambor, 2005)

$$PM = \sum_{i=1}^n y_i * PM_i \quad (\text{Ec.3})$$

**Gravedad específica:** Es la relación entre el peso molecular de la mezcla de gases y el peso molecular del aire ( $PM_{\text{aire}} = 28.97 \text{ g/mol}$ ). Se considera más práctico el cálculo de la gravedad específica que el de la densidad del gas debido a que esta primera es más utilizada para diferentes cálculos como por ejemplo el índice de Wobbe (Guo & Ghalambor, 2005).

$$GE = \frac{PM}{28.97} \quad (\text{Ec.4})$$

**Densidad del gas:** Siendo el gas natural un gas compresible, su densidad se calcula dependiendo de la presión y temperatura mediante la ley de gases reales:

$$\rho = \frac{PMP}{ZRT} \quad (\text{Ec.5})$$

Donde  $\rho$  es la densidad del gas,  $PM$  peso molecular del gas,  $Z$  el factor compresibilidad,  $R$  la constante de los gases ( $10.73 \text{ psia}\cdot\text{ft}^3/\text{mol}\cdot^\circ\text{R}$ ) (Guo & Ghalambor, 2005).

**Temperatura y presión pseudocrítica:** Son valores empíricos de las propiedades críticas y se pueden determinar a partir de las composiciones molares de cada componente del gas natural.

**Factor de compresibilidad Z:** El factor Z mide la desviación que tiene el gas real del gas ideal a una presión y temperatura determinadas. Para el cálculo de las propiedades volumétricas del gas natural, las cuales son utilizadas en el diseño de equipos y dispositivos mecánicos usados en la industria del petróleo y gas, un parámetro importante es el factor Z, ya que una mala estimación del mismo ocasiona costos adicionales para la empresa (Olaya, n.d.).

El factor de compresibilidad es función de las propiedades de presión y temperatura pseudoreducidas ( $P_{pr}$ ,  $T_{pr}$ ). Para determinar Z por medio de la gráfica “Factores de compresibilidad del gas natural” es necesario conocer la temperatura y presión pseudocríticas para así hallar la  $T_{pr}$  y  $P_{pr}$  (ecuación 8 y 9 respectivamente) y dar lectura al valor de Z.

Cuando se trata de un gas ácido se debe realizar un ajuste a las propiedades pseudocríticas con el factor crítico de ajuste de temperatura **E**, el cual se halla por un método gráfico en función del % de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S presente en el gas. (Apéndice H). Las ecuaciones 6 y 7 se usan para la corrección de la  $T_{pc}$  y  $P_{pc}$  respectivamente (Gas Processors Suppliers Association, 2004).

$$T'_{pc} = T_{pc} - \varepsilon \tag{Ec.6}$$

$$P'_{pc} = \frac{P_{pc} T'_{pc}}{T_{pc} + B'(1 - B')\varepsilon} \tag{Ec.7}$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P'_{pc}} \quad (\text{Ec.8})$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T'_{pc}} \quad (\text{Ec.9})$$

**Índice de Wobbe IW:** El IW es el cociente entre el poder calorífico bruto y la raíz cuadrada de la gravedad específica del gas natural; en la industria el IW es un parámetro importante para evaluar la intercambiabilidad de los gases combustibles como el gas natural y el gas licuado del petróleo (GLP), puesto que define si un gas puede ser intercambiado o no por otro, manteniendo especificaciones similares de operación sin afectar los equipos de combustión ya sea de carácter doméstico o industrial, los cuales soportan una variación del IW de +/- 5%. Además, el IW permite comparar la producción de energía de combustión entre las diferentes composiciones de gases combustibles (Ortíz, 2014),(Roy et al., 2018).

$$IW = \frac{PC}{\sqrt{GE}} \quad (\text{Ec.10})$$

**GPM:** El GPM es un parámetro que indica los galones de hidrocarburos tales como propano, butano y demás componentes pesados, que pueden recuperarse por cada mil pies cúbicos normales de gas natural. Este factor se determina con los gal/mole de cada hidrocarburo y su composición molar de la siguiente manera:

$$GPM = gal/mole * y_i \frac{1000 \text{ scf}/Mscf}{379,49 \text{ scf}/Lbmole} \quad (\text{Ec.11})$$

El GPM puede expresarse en 80% y 100% de propano, lo que quiere decir que se recupera esa cantidad de hidrocarburo base (Escobar, 2017).

**Punto de rocío de hidrocarburos:** El PRHC se define como la temperatura por encima de la cual no se presenta condensación de hidrocarburos a una presión específica y está función de la composición del gas natural. Para prevenir daños en equipos e instalaciones de gas natural debido a la formación de condensados, es importante obtener un valor exacto del PRHC, realizar un control y ajuste de ser necesario para garantizar la seguridad y fiabilidad del sistema de procesamiento y transporte (Blanco et al., 2016), (P. Zhang et al., 2020).

El PRHC se puede determinar de forma analítica mediante la composición del gas y las ecuaciones de estado para modelar el comportamiento termodinámico del gas natural y hallarlo a través del cálculo de equilibrio de fases (Blanco et al., 2016).

**Cantidad de agua contenida en el gas:** Por lo general, el gas natural contiene cantidades significativas de vapor de agua que en presencia de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S es corrosivo, además, el agua y el gas natural pueden formar hidratos que obstruyen válvulas, tuberías y demás equipos, así mismo disminuye el valor calorífico del GN al aumentar su volumen. Por estas razones y con el fin de dar cumplimiento a los requerimientos de distribución y transporte del GN debe ser sometido a un proceso de deshidratación (Ribón et al., 2010), (Estefania & Falzone, 2014).

En el campo maduro LS está implementada una unidad deshidratadora TEG la cual aporta una reducción del contenido de agua de 72 lbm H<sub>2</sub>O/MMPCN a 7 lbmH<sub>2</sub>O/MMPCN. La determinación de la cantidad de agua retenida en el GN a la entrada de la unidad TEG se realizó utilizando dos gráficas, la primera gráfica (Mc-ketta - Webe), que es usada para gases dulces, y la segunda gráfica para conocer el contenido de agua presente en el CO<sub>2</sub> debido a que el gas en estudio tiene este compuesto, así el contenido total de agua en el GN es la suma de estos dos valores hallados.

Apéndice B. Matriz base

Tabla 6.

Matriz base

TÍTULO	AUTOR	AÑO	FUENTE	PAÍS	OBJETO DE ESTUDIO	MATERIAL DE LA MEMBRANA	ESTRUCTURA DE LA MEMBRANA	CARACTERÍSTICAS DE LA MEMBRANA
CO <sub>2</sub> absorption with membrane contactors vs. packed absorbers- Challenges and opportunities in post combustion capture and natural gas sweetening	(Hoff & Svendsen, 2013)	2013	ELSEVIER	Noruega	Ventajas de los contactores de membrana frente a absorbedores empaquetados para el análisis de postcombustión y endulzamiento de gas natural usando como disolventes MEA / agua y MDEA / Piperazina / agua.	PTFE (POLITETRAFLUOROETILENO) POLIPROPILENO	Haces de fibras huecas o láminas con fibras de 0,5-3 mm de diámetro interno.	Membrana hidrofóbica
CO <sub>2</sub> capture by modified hollow fiber membrane contactor: Numerical study on membrane structure and membrane wettability	(Abdolahi-Mansoorkhani & Seddighi, 2020)	2020	ELSEVIER	Irán	Mejorar la eficiencia de separación de HFMC (contactor de membrana de fibra hueca) considerando efectos de humectación y estructura de la membrana con adición de nanopartículas de montmorillonita (MMT) y seleccionando absorbentes más eficientes	PVDF (fluoruro de polivinilideno) y adición de nanopartículas de montmorillonita	10 fibras con una longitud de 175 mm, un radio de fibra exterior de 830 μm y un radio de fibra interior de 450 μm.	NR
Carbon membranes for CO <sub>2</sub> removal: Status and perspectives from materials to processes	(Lei et al., 2020)	2020	ELSEVIER	Noruega/China	Sistemas de membranas de carbono para la purificación de hidrógeno, la captura de CO <sub>2</sub> después de la combustión y el endulzamiento del gas natural (GN).	Membranas de Carbono con precursores. Materiales utilizados como precursores para la fabricación de la membrana de carbón (Celulosa, Poliimida, N-metil-2-pirrolidona, líquidos iónicos)	Membranas de carbono: tubulares y planas, fibra hueca.	Membranas ecológicas debido a su bajo consumo de energía
CO <sub>2</sub> removal from natural gas by employing amine absorption and membrane technology—A technical and economic analysis	(Peters et al., 2011)	2011	ELSEVIER	Alemania/Noruega	Análisis técnico y económico para el endulzamiento de gases con tecnología de membranas y absorción de amina. Para 2 composiciones de gas de alimentación diferentes, se realizó un análisis técnico con un modelo de membrana "ChemBrane" interconectado con Aspen Hysys. Para ambas tecnologías, se realizó una optimización para minimizar la inversión de capital total y el costo de procesamiento de gas	Membrana PVAm/PVA (polivinilamina y alcohol polivinílico)	una configuración de una sola etapa sin corrientes de reciclaje y una configuración de cascada de 2 etapas	NR
Current status and development of membranes for CO <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub> separation: A review	(Y. Zhang et al., 2013)	2013	ELSEVIER	Singapur	Proporcionar un resumen exhaustivo de la literatura sobre el desarrollo de diferentes membranas que se utilizan principalmente para los procesos de separación de CO <sub>2</sub> / CH <sub>4</sub> . En este sentido, se discuten los principios de trabajo, el desarrollo de membranas, las limitaciones asociadas y los enfoques para abordar esas limitaciones para todos los tipos de membranas	NR	NR	Membranas de permeación de gas polimérico, membrana de transporte facilitado (FTM), contactores de membrana de gas-líquido de fibra hueca, membranas inorgánicas y Membrana de matriz mixta (MMM).
Emerging CO <sub>2</sub> capture systems	(Abanades et al., 2015)	2015	ELSEVIER	NR	Lo que respecta a las membranas trata de las consideraciones para la implementación a gran escala, la selección de material de membrana y las consideraciones económicas	NR	NR	NR
Theoretical Study of Nanoporous Graphene Membranes for Natural Gas Purification	(Tronci et al., 2018)	2018	MDPI/Applied sciences	Italia	Comprender las características que deben poseer los poros de grafeno para lograr la separación de CO <sub>2</sub> / CH <sub>4</sub> y H <sub>2</sub> / CH <sub>4</sub> durante la purificación de gas natural para mejorar el rendimiento de la membrana de grafeno. Mediante simulaciones de dinámica molecular demostramos cómo la forma, dimensión y funcionalización química de los poros determinan la permeabilidad y selectividad de la membrana de grafeno.	Grafeno nanoporoso	Hoja plana, diámetro de poro ideal para la separación de 5,90 Å	NR

TÍTULO	AUTOR	AÑO	FUENTE	PAÍS	OBJETO DE ESTUDIO	MATERIAL DE LA MEMBRANA	ESTRUCTURA DE LA MEMBRANA	CARACTERÍSTICAS DE LA MEMBRANA
Membrane Gas Separation: A Review/State of the Art	(Bernardo et al., 2009)	2009	American Chemical Society	Italia	Destacar las áreas de investigación más prometedoras en separación de gases, considerando los materiales para membranas, las aplicaciones industriales de las separaciones de gases de membrana y, finalmente, las oportunidades para la integración de unidades de separación de gases de membrana en sistemas híbridos para la intensificación de procesos.	NR	NR	NR
CO <sub>2</sub> separation with carbon membranes in high pressure and elevated temperature applications	(Haider et al., 2018)	2017	ELSEVIER	Noruega	Proceso de modificación de las fibras huecas de carbono para mejoras en la permeabilidad y selectividad de las membranas usadas en la separación de CO <sub>2</sub> del gas natural. Comparación entre membranas de fibra hueca de carbono (CHF), modificado (MCHF) y membranas convencionales (poliméricas y de acetato de celulosa); mediante la simulación en Aspen Hysys integrado con ChemBrane a altas presiones, destacando las ventajas económicas del proceso de acuerdo con la membrana usada.	Membranas de fibra hueca de carbono (CHF), modificado (CHFM)	Fibras huecas de carbono con tamaño medio de los poros de la membrana de aproximadamente 4 Å, con acetato de celulosa (CA) como precursor.	Alta selectividad y permeabilidad, buen rendimiento a altas presiones y temperaturas.
Modeling for design and operation of high-pressure membrane contactors in natural gas sweetening	(Quek et al., 2018)	2018	ELSEVIER	Malasia	Desarrollo y verificación de un modelo matemático predictivo de contactores de membrana (MCB) a alta presión para aplicaciones de endulzamiento de gas natural. Se realizaron pruebas en dos entornos experimentales: un módulo MBC a escala de laboratorio, donde la purificación se realiza utilizando mezclas de gases binarias de CH <sub>4</sub> / CO <sub>2</sub> y N <sub>2</sub> / CO <sub>2</sub> a 11 bar; y un módulo MBC a escala piloto operado en condiciones industrialmente relevantes en una planta de procesamiento de gas natural en Malasia.	Politetrafluoroetileno (PTFE)	Membrana de fibra hueca	Membrana hidrofóbica Módulo a escala laboratorio: Porosidad de la membrana:0.41 Área del módulo de membrana: 0.128 m2 Módulo piloto: Porosidad de la membrana:0.41 Área del módulo de membrana: NR
Conventional processes and membrane technology for carbon dioxide removal from natural gas: A review	(Yeo et al., 2012)	2012	ELSEVIER	Malasia	Revisión completa sobre la separación de gases, comparando la tecnología de membranas con otros métodos convencionales de recuperación de CO <sub>2</sub> del gas natural, desafíos de las membranas poliméricas comerciales actuales y las membranas inorgánicas para la eliminación de CO <sub>2</sub> y la modificación de la superficie de la membrana para mejorar la selectividad.	En la Tabla. Selectividad de CO <sub>2</sub> / CH <sub>4</sub> de diferentes materiales de membrana de la literatura, se encuentran los parámetros de proceso y Selectividad / Flujo para cada tipo de material de membrana	NR	NR
Process Simulation and Cost Evaluation of Carbon Membranes for CO <sub>2</sub> Removal from High-Pressure Natural Gas	(Chu & He, 2018)	2018	MDPI	Noruega	Desarrollo de una simulación de HYSYS para dos casos con variaciones en el porcentaje de CO <sub>2</sub> y en la presión de alimentación evaluando los costos. Se encontró que un proceso de membrana de carbono de dos etapas con reciclaje en la segunda etapa era técnicamente factible para lograr > 98% de CH <sub>4</sub> con una pérdida de <2% de CH <sub>4</sub> . Comparación de los resultados de las membranas de carbono con los resultados de otro estudio para membranas portadoras de sitio fijo.	Membranas de carbono	Membrana de fibra hueca	NR

TÍTULO	AUTOR	AÑO	FUENTE	PAÍS	OBJETO DE ESTUDIO	MATERIAL DE LA MEMBRANA	ESTRUCTURA DE LA MEMBRANA	CARACTERÍSTICAS DE LA MEMBRANA
Simulation of the natural gas purification process with membrane technology. Technical and economic aspects	(Palomeque et al., 2016)	2016	Revista Mexicana de Ingeniería Química	México	En este estudio se analiza la economía del proceso de endulzamiento de gas natural con tecnología de membranas, basado en una membrana de poliimida de desarrollo propio. Se realizó una simulación en el software Propio con las siguientes configuraciones: a) etapa simple, b) doble etapa con recirculación de permeado y c) triple etapa con recirculación de retenido utilizando una mezcla ternaria CH <sub>4</sub> /CO <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> S con diferentes composiciones. Se analizó la influencia de las variables del proceso en el costo de procesamiento del gas y sus componentes en función de parámetros de diseño como el área de la membrana, la potencia de compresión y el corte de la etapa.	Membrana de poliimida de desarrollo propio	Membrana de fibra hueca asimétrica.	Permeabilidad de la membrana : CO <sub>2</sub> : 116.64, CH <sub>4</sub> : 2.83, H <sub>2</sub> S: 93.34
Sour gas transport in poly(ether-b-amide) membranes for natural gas separations	(Harrigan et al., 2020)	2020	ELSEVIER	USA	Promover la investigación de membranas de gas ácido mediante el estudio del impacto de las composiciones de la alimentación en las propiedades de transporte de gas de las membranas formadas a partir de cinco grados diferentes de poliéter-b-amida comercial (Pebax®).	NR	NR	NR
ZIF-8 based polysulfone hollow fiber membranes for natural gas purification	(Khan et al., 2020).	2020	ELSEVIER	NR	Fabricación de una membrana de fibra hueca de matriz mixta basada en ZIF-8 con un rendimiento mejorado de separación de gas CO <sub>2</sub> / CH <sub>4</sub> . Investigación de la influencia de varias cargas de ZIF-8 (0% -1,25%) en la morfología de PSf / ZIF-8 MMM y evaluación de las membranas a varias presiones de alimentación (6-10 bar).	Polisulfona (PSf Udel® P-1700) como fase de matriz polimérica, N, N-dimetilacetamida (DMAc) y tetrahidrofurano (THF) como disolventes y nanopartículas de ZIF-8 previamente auto-sintetizadas como fase dispersa.	Membrana de fibra hueca	Matriz mixta

Apéndice C. Matriz Principal

Tabla 7.

Matriz principal

Referencia	Separación de CO <sub>2</sub> de GN	% CO <sub>2</sub> alimentación	% CO <sub>2</sub> salida	Material de la membrana	Estructura de la membrana	Principales características de la membrana	Principales características de la alimentación	Principales características del permeado	Principales características de la corriente del retenido
(Hoff & Svendsen, 2013)	Si	10	2,5	PTFE o polipropileno	Fibra hueca microporosa	Diámetro interno: 0,5-3 mm	NR	NR	NR
(Abdolahi-Mansoorkhani & Seddighi, 2020)	Si	10	NR	PVDF (fluoruro de polivinilideno)	Fibra hueca microporosa	Sistema de membranas de 10 fibras con una longitud de 175 mm, un radio de fibra exterior de 830 μm y un radio de fibra interior de 450 μm.	NR	NR	NR
(Haider et al., 2018)	Si	0-50	2	Membrana de carbono	Fibra hueca modificada	NR	Flujo: 300Nm <sup>3</sup> /h Presión: 50bar Temperatura: 25°C	%CO <sub>2</sub> : 97.5 %CH <sub>4</sub> : 2.5	%CO <sub>2</sub> : 98% %CH <sub>4</sub> : 2
(Peters et al., 2011)	Si	2.9	<b>Una etapa: 2</b> <b>Dos etapas: 2</b>	Membrana PVAm/PVA (polivinilamina y alcohol polivinílico)	NR	Selectividad de 35 y una permeabilidad de 0,3 m <sup>3</sup> (STP)/ m <sup>2</sup> h bar <b>Una etapa</b> Área: 6636 m <sup>2</sup> <b>Dos etapas</b> Área membrana 1: 8141 m <sup>2</sup> Área membrana 2: 2863 m <sup>2</sup>	Flujo: 1.0 × 10 <sup>7</sup> Nm <sup>3</sup> /d <b>Una etapa</b> Temperatura: 8°C Presión: 115 bar <b>Dos etapas</b> <b>Membrana 1:</b> Temperatura: 8°C Presión: 115 bar <b>Membrana dos:</b> Presión: 2.4 bar	<b>Una etapa</b> Temperatura: 3.6°C Presión: 2.5 bar %CO <sub>2</sub> :0.377 %CH <sub>4</sub> :0.623 <b>Dos etapas</b> <b>Membrana 1</b> Presión : 2.5 bar Temperatura: 3.6°C <b>Membrana 2:</b> Presión : 1 bar Temperatura: 43.33°C %CO <sub>2</sub> :0.9 %CH <sub>4</sub> :0.1	<b>Una etapa</b> %CO <sub>2</sub> :0.02 %CH <sub>4</sub> :0.98 <b>Dos etapas</b> %CO <sub>2</sub> :0.02 %CH <sub>4</sub> :0.98
(Peters et al., 2011)	Si	9.5	<b>Una etapa: 2</b> <b>Dos etapas: 2</b>	Membrana PVAm/PVA (polivinilamina y alcohol polivinílico)	NR	Selectividad de 35 y una permeabilidad de 0,3 m <sup>3</sup> (STP) / m <sup>2</sup> h bar <b>Una etapa</b> Área: 49278 m <sup>2</sup> <b>Dos etapas</b> Área membrana 1: 57556 m <sup>2</sup> Área membrana 2: 21154 m <sup>2</sup>	Flujo: 1.0 × 10 <sup>7</sup> Nm <sup>3</sup> /d <b>Una etapa</b> Temperatura: 60°C Presión: 90 bar <b>Dos etapas</b> <b>Membrana 1:</b> Temperatura: 60°C Presión: 90 bar <b>Membrana dos:</b> Presión: 18 bar	<b>Una etapa</b> Temperatura: 4.84°C Presión: 7 bar %CO <sub>2</sub> :0.431 %CH <sub>4</sub> :0.381 <b>Dos etapas</b> <b>Membrana 1</b> Presión : 7 bar Temperatura: 5.1°C <b>Membrana 2</b> Presión: 1 bar Temperatura: 48.2°C %CO <sub>2</sub> :0.9 %CH <sub>4</sub> :0.04	<b>Una etapa</b> %CO <sub>2</sub> :0.02 %CH <sub>4</sub> :0.801 <b>Dos etapas</b> %CO <sub>2</sub> :0.02 %CH <sub>4</sub> :0.788
(Tronci et al., 2018)	Si	50	NR	Grafeno nanoporoso	Hoja plana porosa	Selectividad de 11, permeabilidad de 0,25 × 10 <sup>5</sup> GPU Área: 17,64 nm Diámetro de poro 0,59 nm	Presión: 100 bar Temperatura: 300 K	NR	NR
(Quek et al., 2018)	Si	<b>Escala laboratorio:</b> 8.5% <b>Escala piloto:</b> 5.1-5.3	NR	Politetrafluoroetileno (PTFE)	Membrana microporosa de fibra hueca	Membrana hidrofóbica <b>Escala laboratorio</b> Longitud de la fibra: 0.3 m Porosidad: 0.41 Área de la membrana: 0.128 m <sup>2</sup> <b>Escala piloto</b> Longitud de la fibra: 2 m Porosidad: 0.41 Área de la membrana: NR	<b>Escala laboratorio</b> Flujo de másico: 0.05-1 kg/h %CO <sub>2</sub> : 8,55 Presión de entrada: 1100 kpa Temperatura: 293 K <b>Escala piloto</b> Flujo de másico: 57-75 kg/h %CO <sub>2</sub> : 5.1-5.3 Presión de entrada: 5400 kpa Temperatura: 298-313 K	NR	NR
(Isa et al., 2012)	Si	<b>Caso 1:</b> (55 - 75%) <b>Caso 2:</b> (35 - 40%)	<b>Caso 1:</b> (17 - 25%) <b>Caso 2:</b> (9 - 19%)	Membrana polimérica	Fibra hueca	<b>Caso 1:</b> 30” de diámetro por 72” de largo <b>Caso 2:</b> 16” de diámetro por 72” de largo	<b>Caso 1</b> Flujo: (20 - 36 MMscfd) Presión: (34 - 36 bar) Temperatura: (19 - 28 °C) <b>Caso 2</b> Flujo: (14 - 22 MMscfd) Presión: (39 - 45 bar) Temperatura: (19 - 41 °C)	<b>Caso 1</b> %CO <sub>2</sub> : (17 - 25%) <b>Caso 2</b> %CO <sub>2</sub> : (9 - 19%)	NR

Referencia	Separación de CO <sub>2</sub> de GN	% CO <sub>2</sub> alimentación	% CO <sub>2</sub> salida	Material de la membrana	Estructura de la membrana	Principales características de la membrana	Principales características de la alimentación	Principales características del permeado	Principales características de la corriente del retenido
(Chu & He, 2018)	Si	Caso 1: 10 Caso 2: 50	Caso 1: 2 Caso 2: 2	Membrana Carbono	Fibra hueca	Selectividad CO <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub> :176	Flujo: 50.000 m3/h Temperatura: 30°C <b>Caso 1</b> % CO <sub>2</sub> : 10 Presión: 50-90 bar <b>Caso 2</b> % CO <sub>2</sub> : 50 Presión: 50 bar	%CH <sub>4</sub> : <2 % CO <sub>2</sub> : >98 <b>Caso 1</b> <b>Etapa 1:</b> Presión: 1 bar <b>Etapa 2:</b> Presión: 1 bar <b>Caso 2</b> <b>Etapa 1:</b> Presión: 1 bar <b>Etapa 2:</b> Presión: 1-5 bar	% CH <sub>4</sub> : >98 % CO <sub>2</sub> : >2
(CORPONOR, 2016)	Si	4,7	1,8	Acetato de celulosa	NR	NR	Flujo: 6.1 MMSCFD	NR	Presión: 660 psig
(Palomeque et al., 2016)	Si	40	2	Membrana de poliimida de desarrollo propio	Membrana de fibra hueca asimétrica.	Permeabilidad: CO <sub>2</sub> :116.64 CH <sub>4</sub> : 2.83 <b>Etapa simple</b> área de la membrana: 10,730 m2 <b>Doble etapa</b> área de la membrana: 10.800 m2 <b>Triple etapa</b> área de la membrana: 11.730 m2	Flujo: 60 MMSCFD % CO <sub>2</sub> : 40 % CH <sub>4</sub> : 51.5 Presión: 70 kg/cm2 Temperatura: 25°C	<b>Etapa simple</b> Flujo: 32,186 MSCFD % CO <sub>2</sub> : 72.8 % CH <sub>4</sub> : 12 <b>Doble Etapa</b> Flujo: 32,000 MSCFD % CO <sub>2</sub> : 38 % CH <sub>4</sub> : 47.9 <b>Triple Etapa</b> Flujo: 31,750 MSCFD % CO <sub>2</sub> : 73.8 % CH <sub>4</sub> : 10.8	<b>Etapa simple</b> Flujo: 22,814 MSCFD % CO <sub>2</sub> : 2 % CH <sub>4</sub> : 97.25 <b>Doble Etapa</b> Flujo: 28,000 MSCFD % CO <sub>2</sub> : 2 % CH <sub>4</sub> : 97.1 <b>Triple Etapa</b> Flujo: 28.250 MSCFD % CO <sub>2</sub> : 2 % CH <sub>4</sub> : 97.25
(López, 2018)	Si	67,47	11,64	Membrana polimérica	Módulo de envoltura espiral	Área:150 ft2	Flujo: 2 MMscfd Presión: 475 psia Temperatura: 130 °F % CH <sub>4</sub> : 20,16	Presión: 25 psia Temperatura: 130 °F % CH <sub>4</sub> : 7,53 % CO <sub>2</sub> : 87,85	% CO <sub>2</sub> : 11,74 % CH <sub>4</sub> : 54,79 Presión: 470 psia Temperatura: 101,65 °F
(Quintino & Stock, 2014)	Si	61-4%	3%	Membrana polimérica	NR	NR	Flujo: 5.7 MMscfd Presión: 52.5 bar Temperatura: 23.5 -30.4 °C PRHC: 10°C- 53 bar	Presión: 2.5 bar	Presión: 48 bar % CO <sub>2</sub> : 3
(Palomeque et al., 2016)	Si	10	2	Poliimida sintetizado (6F-TMF)	Módulos de fibra hueca	Membrana asimétrica <b>Una etapa:</b> Área: 64 m2 <b>Dos etapas:</b> Área: 7,89 m2	Flujo: 40 MMscfd Presión: 70 bar Temperatura: 25 °C	Presión: 3 bar	NR
(Rezazazemi et al., 2014)	Si	25	2	NR	Módulo de fibra hueca	Membrana nanoporosa Selectividad: 21	Flujo: 50 MMscfd Presión: 800 psia Temperatura: 86 °F % CH <sub>4</sub> : 73	NR	NR
(Schlumberger, n.d.-b)	Si	30	8	CYNARA PN-1	Módulo de doble zona tubular de fibra hueca	Diámetro: 30 in	Para variación de flujo con un máximo de 700 MMscfd	% CO <sub>2</sub> : 8	NR
(Liu et al., 2020)	Si	5	NR	Triacetato de celulosa (CAMERON-Schlumberger)	Membrana de fibra hueca asimétrica comercial	NR	temperaturas (35 ° C y 50 ° C) y presiones (6,9–31,3 bar)	NR	NR
(Murillo & Santos, 2010)	Si	5,45	1,9	Acetato de Celulosa	NR	NR	Caudal: 245 MMSCFD Presión: 950 psig Temperatura: 90-130°F	% CH <sub>4</sub> : 60-70	Caudal esperado:140 MMSCFD Presión: 1230 psig Temperatura: 120°F % CO <sub>2</sub> 1,9

**Apéndice D.** Escenario Internacional de las membranas inorgánicas y de matriz mixta.

Para el escenario internacional y en cuanto a las membranas inorgánicas, Lei et al., realizaron un estudio sobre membranas de carbono construidas mediante el proceso de carbonización de precursores poliméricos tales como poliimida (PI) y derivados, acetato de celulosa (CA), polifluoruro de polivinilideno (PVDF), entre otros; donde identificaron que los materiales más prometedores para el rendimiento de la separación y equilibrio en el costo de producción, son PI y CA (Lei et al., 2020), esto lo confirma Chu & He, en su investigación acerca del rendimiento de separación de CO<sub>2</sub> de la membrana de fibra hueca de carbono mediante carbonización de precursor de acetato de celulosa desacetilado, por medio de una simulación en la que se consideró una corriente de gas de 300 Nm<sup>3</sup>/h con un rango de alimentación de CO<sub>2</sub> de (0-50%) en balance con CH<sub>4</sub>, presión de 50 bar y temperatura de 25 °C; los resultados que obtuvieron demostraron que este sistema es de alta eficiencia y permite la reducción del CO<sub>2</sub> al 2% en una sola etapa, disminuye las pérdidas de CH<sub>4</sub> y mejora la huella y el consumo de energía (Chu & He, 2018). Otra de estas investigaciones, se enfoca en el estudio de la membrana de grafeno nanoporosa, más específicamente a la afectación que tiene la selectividad de la membrana hacia el CO<sub>2</sub> a causa de la variación de la forma y diámetro del poro, a partir de la simulación de cuatro membranas con diferente tamaño y forma de poro; Tronci et al., llegaron a la conclusión que las membranas con poros circulares de 5,9 Å de diámetro aseguran la permeación de CO<sub>2</sub> evitando pérdidas de CH<sub>4</sub>, lo que significa que pueden ser empleadas eficazmente en el proceso de purificación de gas natural (Tronci et al., 2018).

Avanzando con este escenario, los estudios realizados sobre las membranas de matriz mixta han recibido atención para el endulzamiento de gas natural como lo mencionan Khan et al., en su investigación sobre membranas de fibra hueca de polisulfona (PSf) mezcladas con imidazol

zeolítico framework-8 (ZIF-8), las cuales se destaca por tener una excelente interacción entre los materiales que la componen mostrando resultados prometedores para la remoción de CO<sub>2</sub> del gas natural a bajas presiones de alimentación (8-10 bar), uno de los desafíos a enfrentar en futuras investigaciones es la plastificación de la membrana y baja selectividad CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> a altas presiones (Khan et al., 2020). Otro estudio enfocado hacia las membranas de matriz mixta, muestra que al modificar la estructura de una membrana PVDF con la adición del 5% p/p de nanopartículas de montmorillonita (MMT) aumenta la eficiencia del sistema de remoción de CO<sub>2</sub> en un 8% (Abdolahi-Mansoorkhani & Seddighi, 2020); es importante resaltar que todavía faltan evaluaciones exhaustivas de la tecnología en un entorno de proceso realista.

Se debe agregar que la mayoría de estudios realizados con el fin de obtener una tecnología de membranas eficiente se han ejecutado mediante modelos de estos sistemas en software de simulación, enfocándose en las características de las corrientes de permeado y retenido para tener una visión cercana a un proceso real del gas natural a endulzar. Tal es el caso de (López, 2018; Quintino & Stock, 2014) quienes basaron sus estudios en el desarrollo de sistemas de simulación que permitan predecir el comportamiento del proceso, de manera de cuantificar que tipo de membrana, la cantidad de cartuchos (módulos) requeridos y las condiciones de operación; pues los software ya existentes son de uso exclusivo de las empresas fabricantes de membranas. Por ejemplo, López, diseñó y elaboró la aplicación denominada Virtual Membrane a partir de datos históricos y experimentales, empleando módulos de membrana de envoltura espiral, en su modelo utilizó la ecuación de estado de Peng Robinson para describir la relación entre la presión, el volumen y la temperatura, por tanto, los resultados obtenidos por el simulador fueron considerados validos mientras las condiciones de operación de la membrana estén dentro del rango de aplicación de dicha ecuación (temperatura > -456 °F y una presión < 15000 Psia). Para comprobar la eficacia

del programa, el autor realizó una comparación entre los resultados del simulador y los datos suministrados por los proveedores de membranas, donde pudo notar que los resultados del balance de masa del simulador son semejantes al balance facilitado por las empresas, con respecto a la temperatura, el informe presentado por los proveedores muestra una misma temperatura tanto para residuo y permeado, caso contrario ocurre con los resultados de “Virtual Membrane” pues determina temperaturas distintas para estas mismas corrientes (López, 2018).

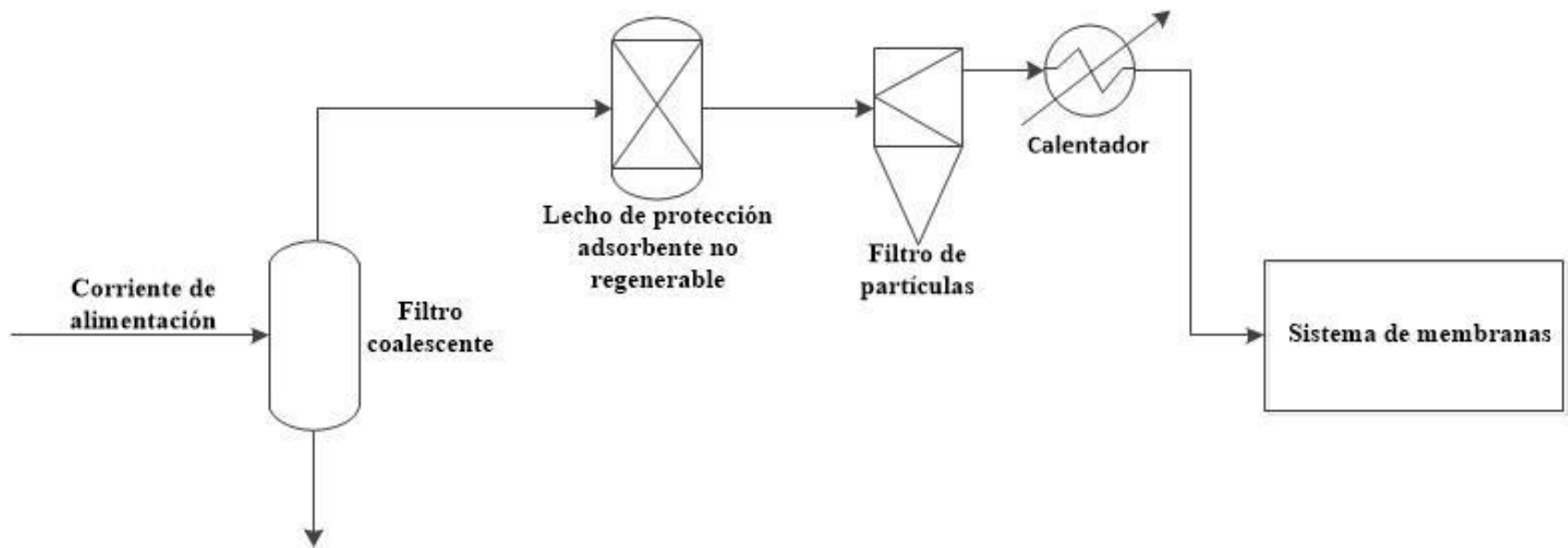
Para el caso de Quintino & Stock, su herramienta de simulación se basó en un procedimiento de ingeniería inversa, es decir, analizar datos históricos del funcionamiento de un sistema de separación y obtener funciones por ajuste de datos para modelar las partes desconocidas de la física detrás de los sistemas de membrana, la evaluación de este sistema se llevó a cabo con un gas de tipo industrial, el cual presenta un flujo de 5,7 MMSCMD, temperatura y presión de 23,5 – 30,4°C (dependiendo el diseño) y 52,5 bar respectivamente, y una concentración de CO<sub>2</sub> en la alimentación de 4 - 61%; los resultados obtenidos luego de la simulación de la corriente de gas fueron: una presión de permeado y retenido de 2,5 y 48 bar respectivamente, al igual que una concentración de CO<sub>2</sub> en el retenido de 3% (Quintino & Stock, 2014).

(López, 2018; Quintino & Stock, 2014), recomiendan continuar investigando al respecto de estas herramientas de simulación, para en un futuro se puedan ampliar los algoritmos e intervengan diferentes tipos de membranas y se incorporen nuevas variables que permitan una disminución en el error de simulación

**Apéndice E.** Diagrama PFD del sistema de pre-tratamiento tradicional

**Figura3.**

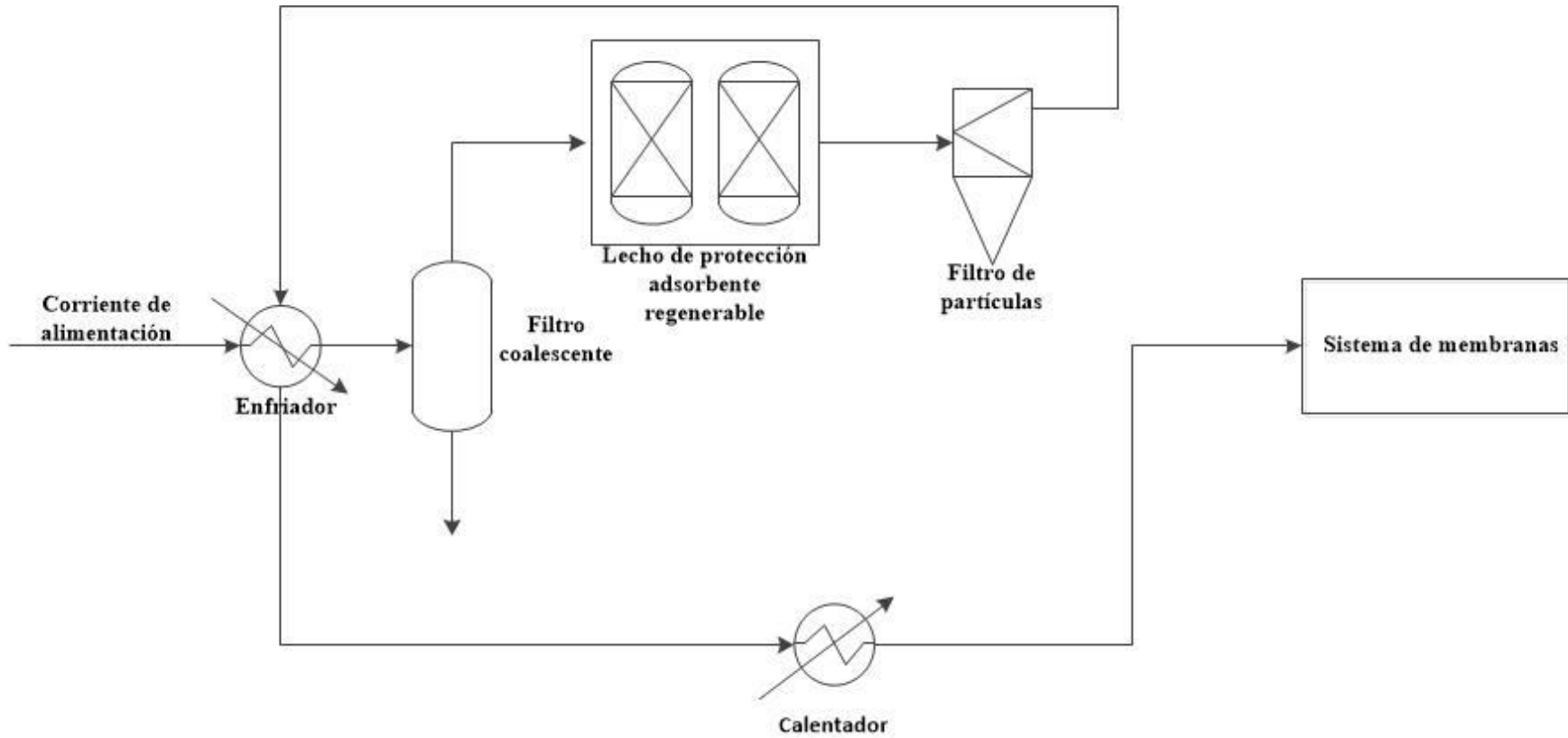
*Esquema de pre-tratamiento tradicional*



**Apéndice F.** Diagrama PFD del sistema de pre-tratamiento mejorado

**Figura4.**

*Esquema de pre-tratamiento mejorado*



**Apéndice G.** *Análisis composicional de Salida unidad deshidratadora a C12 + campo La Salina*

**Tabla 8.**

*Análisis composicional del gas del campo LS a la salida de la TEG*

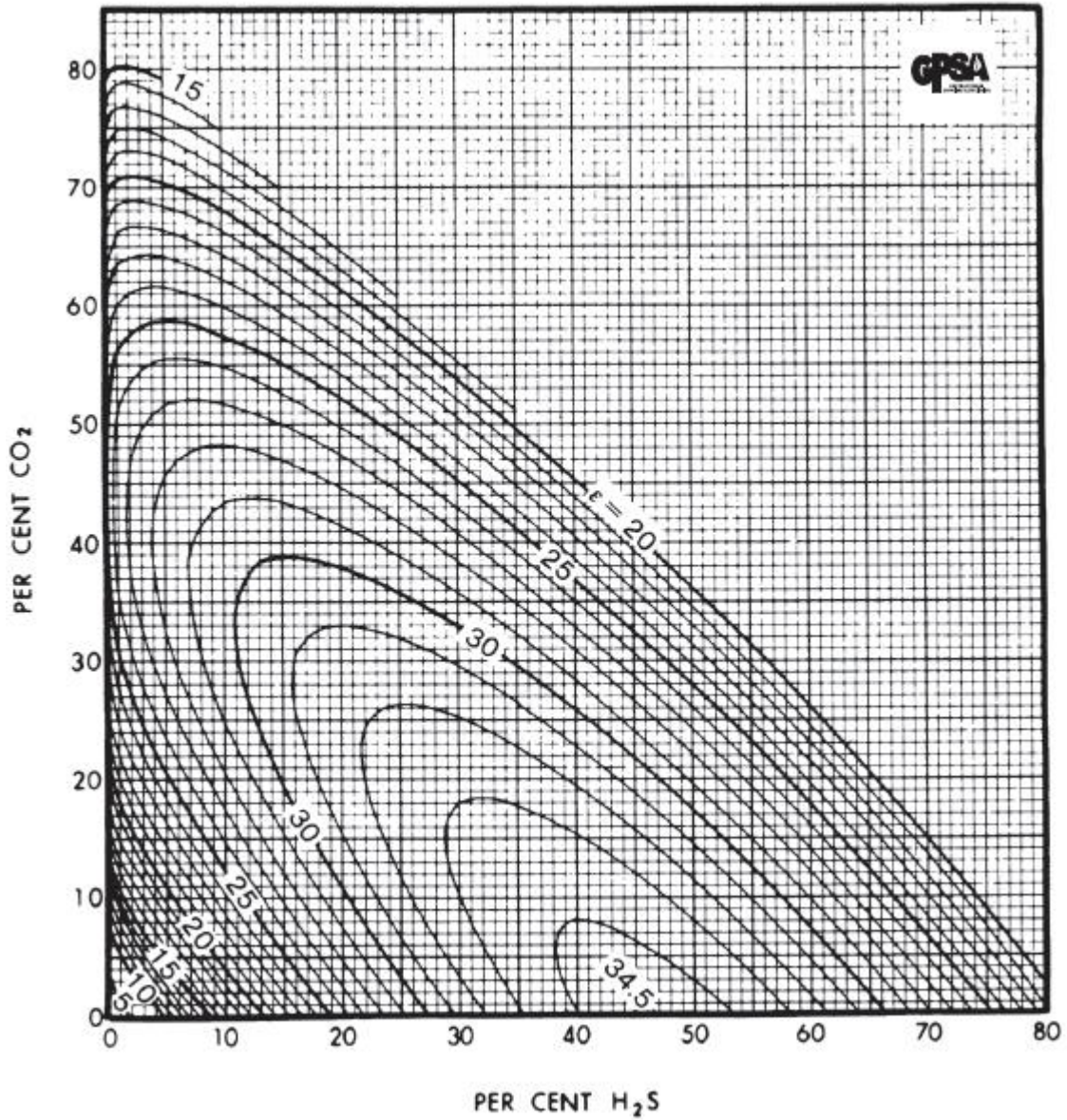
<b>Sampling Date</b>	<b>27 - Febrero - 2020</b>
<b>Sampling Location</b>	<b>La Salinas - Campo</b>
<b>Cylinder Number</b>	<b>Payoa</b>
<b>Sample Description</b>	<b>-</b>
<b>Sampling Conditions</b>	<b>Salida unidad deshidratadora 720.0 psig @ 97.0°F</b>

<b>Component</b>	<b>Mole %</b>	<b>Weight %</b>
CO <sub>2</sub> Carbon Dioxide	15.68	26.67
N <sub>2</sub> Nitrogen	1.16	1.25
C <sub>1</sub> Methane	64.42	39.90
C <sub>2</sub> Ethane	7.93	9.21
C <sub>3</sub> Propane	5.55	9.46
iC <sub>4</sub> i-Butane	1.08	2.44
nC <sub>4</sub> n-Butane	2.19	4.91
C <sub>5</sub> Neo-Pentane	0.01	0.04
iC <sub>5</sub> i-Pentane	0.66	1.83
nC <sub>5</sub> n-Pentane	0.62	1.72
C <sub>6</sub> Hexanes	0.40	1.30
M-C-Pentane	0.07	0.22
Benzene	0.01	0.04
Cyclohexane	0.06	0.18
C <sub>7</sub> Heptanes	0.08	0.40
M-C-Hexane	0.03	0.13
Toluene	0.01	0.04
C <sub>8</sub> Octanes	0.02	0.14
E-Benzene	0.00	0.01
M/P-Xylene	0.00	0.01
O-Xylene	0.00	0.00
C <sub>9</sub> Nonanes	0.02	0.09
C <sub>10</sub> Decanes	0.00	0.01
C <sub>11</sub> Undecanes	0.00	0.00
C <sub>12</sub> Dodecanes Plus	0.00	0.00
+		
Totals :	100.00	100.00

**Apéndice H.** Factor de ajuste de temperatura pseudocrítico,  $\epsilon$ , °F

**Figura 5.**

Gráfica del factor de ajuste de temperatura pseudocrítica,  $\epsilon$ , °F



Fuente: (Gas Processors Suppliers Association, 2004).

**Apéndice I.** *Equipos adicionales al pre-tratamiento tradicional (opcionales) (Stewart, 2014).*

### **Enfriador**

Puede incluirse un enfriador para reducir el punto de rocío del gas y el contenido de hidrocarburos pesados. Debido a que el enfriamiento no elimina por completo todos los hidrocarburos pesados, aún se requiere un lecho protector adsorbente. Si es necesario un enfriamiento profundo, se deben tomar medidas para evitar la formación de hidratos, ya sea deshidratando el gas corriente arriba o añadiendo inhibidores de hidratos. Si se agregan inhibidores, es posible que sea necesario eliminarlos aguas abajo del enfriador porque algunos inhibidores pueden dañar la membrana.

### **Turbo-expansor**

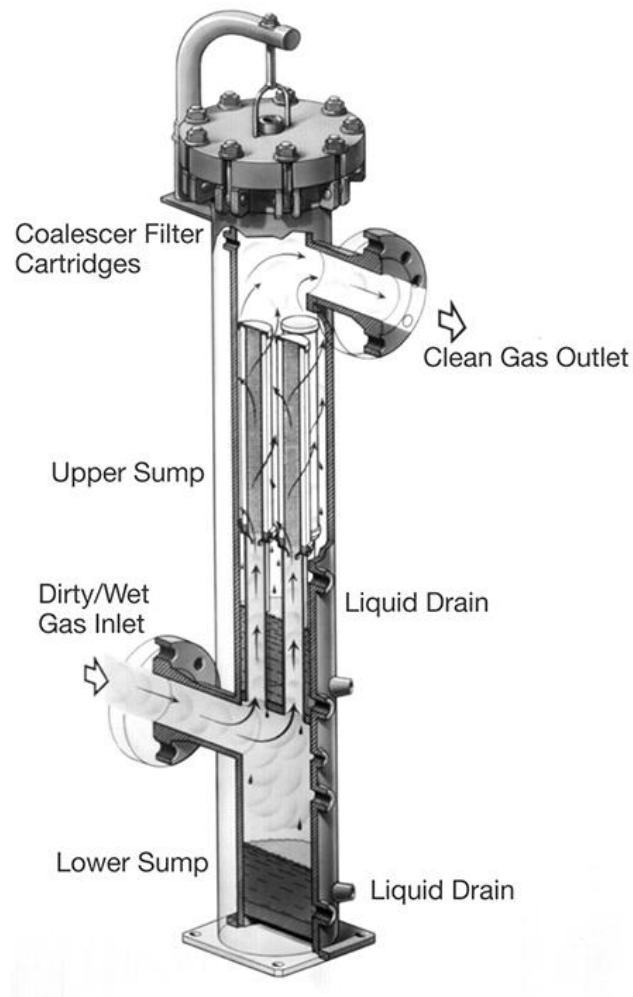
El Turbo-expansor tiene el mismo propósito que un enfriador, pero tiene la ventaja de ser un sistema seco. Es más pequeño y ligero que el sistema de refrigeración. Una desventaja es la pérdida neta de presión, que debe ser asumida por el compresor de exportación.

### **Unidad de glicol**

La unidad de glicol se agrega corriente arriba del enfriador para evitar la formación de hidratos o la congelación. Aún se requiere un lecho de protección adsorbente para eliminar los hidrocarburos pesados, pero debe ser más grande de lo que sería normalmente porque también debe eliminar el glicol arrastrado desde los recipientes del adsorbedor.

**Apéndice J.** *Generalidades de los equipos necesarios para los pre-tratamientos***Filtro Coalescente**

Un filtro coalescente está diseñado típicamente para eliminar aerosoles / neblina líquidos finos de corrientes de gas donde las cargas de líquido arrastrado son bajas. En general, los coalescedores de gas sirven para eliminar los contaminantes en aerosol, tanto líquidos como sólidos, de corrientes gaseosas, por ejemplo, en la purificación de gases comprimidos como aire, helio, hidrógeno, nitrógeno, dióxido de carbono y gas natural, y en el filtrado de gases inertes (Miller et al., 1988). Una clasificación de filtración típica para elementos filtrantes coalescentes es de 0,3 micrones absolutos. Esto significa que las partículas esféricas sólidas de más de 0,3 micrones no pueden atravesar el elemento filtrante. El rendimiento de la coalescencia de aerosol líquido no es tan fácilmente cuantificable y está sujeto a varios factores. Los filtros coalescentes se utilizan normalmente para proteger equipos / procesos que son particularmente sensibles a la contaminación. Dos de las aplicaciones más comunes se encuentran aguas arriba de los sistemas de tamices moleculares y los contactores de amina. La unidad está destinada típicamente a eliminar el arrastre de un separador convencional aguas arriba y / o cualquier líquido que pueda condensarse de la fase gaseosa debido a la reducción de temperatura o presión. Los filtros coalescentes pueden experimentar una corta vida útil del elemento filtrante si el gas contiene cantidades apreciables de sólidos, p. Ej. Productos de corrosión (Gas Processors Suppliers Association, 2004).

**Figura6.***Filtro coalescente típico***Filtro de partículas**

La filtración es el tratamiento para eliminar los sólidos arrastrados en el gas natural y es esencial para el funcionamiento exitoso de una planta de tratamiento de gas. Las tasas de filtración deben ser tan altas como sea posible y pueden oscilar entre el 5% de la circulación y el flujo

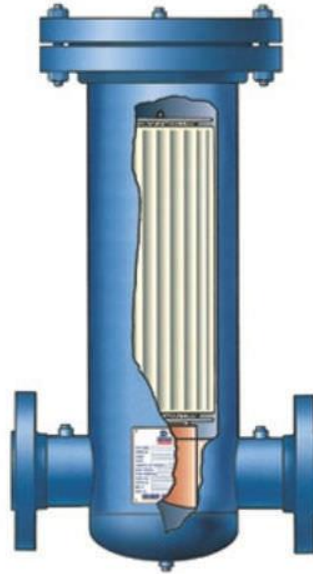
completo, se recomienda eliminar las partículas de hasta 5 micrones de tamaño (Gas Processors Suppliers Association, 2004)

Los filtros de partículas son utilizados para proteger en condiciones operativas el paso del gas limpio libre de cierto tamaño de partículas antes de las condiciones de regulación y medición, partículas como polvo, limalla, tierra y material extraño, bien sea puras o en suspensión (EPM, 2015). Estos filtros se constituyen por una tela en poliéster, fieltro o fibra de vidrio acondicionada como cartucho, instalada en el interior de un soporte metálico que actúa como elemento filtrante; de acuerdo con el fabricante se garantiza una remoción del 100% de partículas de tamaño superior a 3 micrones y del 99.5% de partículas de tamaño entre 0.5-3 micrones (Cuesta, 2019).

Al seleccionar el filtro de partículas en función del caudal de gas a manejar habrá que tener en cuenta el diseño global del sistema para conseguir un servicio adecuado. El diseñador de la instalación y el usuario u operador, son los responsables de la función del componente, de la compatibilidad de los materiales, de los rangos de operación apropiados, así como de la operación y mantenimiento del elemento (EPM, 2015).

**Figura7.**

*Filtro de partículas*

**Intercambiador de calor**

Los intercambiadores de calor son dispositivos cuya función es transferir el calor de un fluido a otro y son utilizados en aplicaciones que requieran enfriar o calentar un fluido. La transferencia de calor se produce a través de una placa metálica o tubo que favorezca el intercambio entre fluidos sin que estos se mezclen. Las aplicaciones son variadas y en función del objetivo para el cual están diseñados los intercambiadores de calor reciben distintas denominaciones:

- **Intercambiador de Calor:** Dispositivo que realiza una doble función; calentar un fluido y enfriar otro.
- **Condensador:** Dispositivo que tiene como objetivo condensar vapor o mezcla de vapores

- **Enfriador:** El objetivo de un enfriador como su propio nombre indica es disminuir la temperatura del fluido por medio de otro (aire, agua, aceite...)
- **Calentador:** Dispositivo enfocado a aportar calor sensible (sin cambio de fase) a un fluido
- **Vaporizador:** El objetivo de un Vaporizador es vaporizar parte de un líquido (Ingeniero Marino, n.d.)

Los Intercambiadores de Calor pueden ser clasificados en 2 tipos generales:

**1. De contacto directo:** cuando el intercambio térmico se realiza entre dos fluidos que entran en contacto entre sí, aunque luego puedan separarse. Un equipo que realiza este tipo de intercambio son las torres de refrigeración.

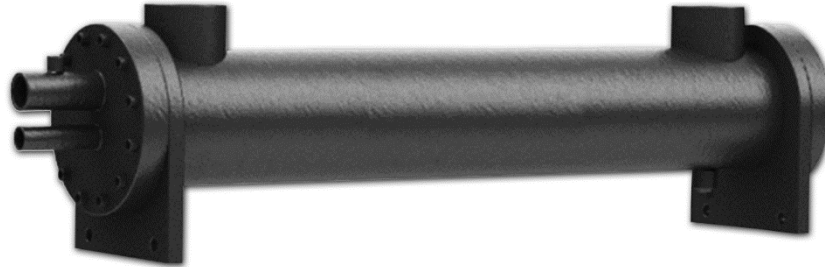
**2. De contacto indirecto:** en este equipo, el intercambio se realiza por medio del contacto de los fluidos con una superficie que los separa entre sí. Ejemplos de estos son:

- **Intercambiadores de tubo y carcasa**

Este tipo de equipos se utiliza mucho en refinerías y laboratorios químicos, aunque en los últimos años, está siendo desplazado por modelos más recientes de menor tamaño, y más sencillos de recibir mantenimiento. Consta de una serie de tubos que se colocan en una carcasa cilíndrica, sujetos en cada extremo por láminas perforadas. Los fluidos circulan por el interior de los tubos y es dirigido por ductos o canales.

**Figura8.**

*Intercambiador de calor de tubo y carcasa*



- **Intercambiadores de Doble Tubo**

Este es el equipo más sencillo de intercambio térmico y se usa para procesos básicos. Se forma con dos tubos concéntricos: un fluido circula por el tubo interior y el otro por el espacio formado entre los dos tubos. Por lo tanto, el volumen del fluido a enfriar o calentar suele ser muy bajo y en producciones industriales se requiere de un gran número de estos equipos, volviéndose prácticamente insostenibles.

**Figura9.**

*Intercambiador de calor de doble tubo*



- **Intercambiadores de Calor de Placas**

Este tipo de equipos están teniendo un mayor uso en la industria gracias a la tecnología que usan (Alfa Laval), esto les permite tener varias ventajas como el ahorro de espacio, energía y eficiencia en el intercambio de calor. En ellos, los fluidos circulan por separado a través de placas de acero u otro material y realizan su intercambio térmico por medio de la superficie de estas mismas placas.

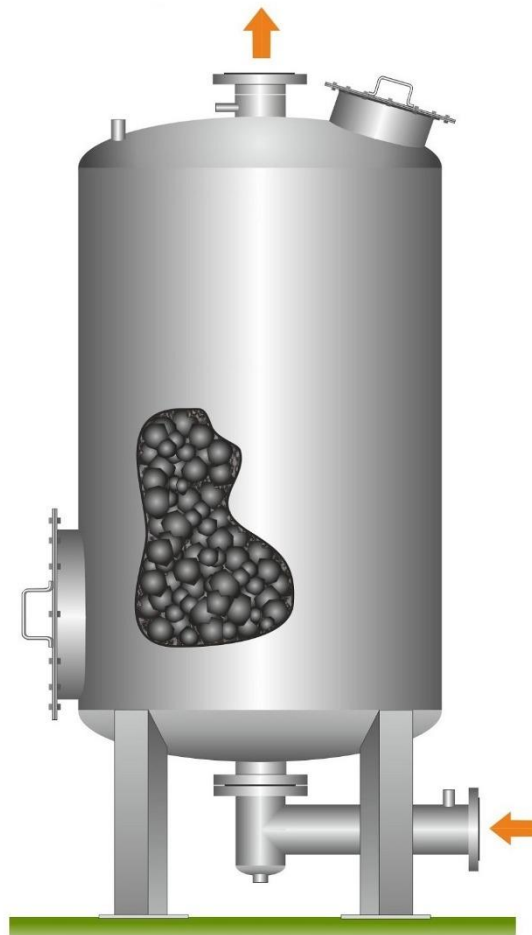
Existen varios tipos de Intercambiadores de Placas, en algunos las placas pueden estar soldadas, semi-soldadas o simplemente ajustadas a través de empaques (Froztec, n.d.)

**Figura10.**

*Intercambiador de calor de placas*

**Lecho de protección adsorbente**

El lecho adsorbente es necesario para la eliminación de trazas licuadas y contaminantes presentes en el gas natural. Este lecho puede ser regenerable o no regenerable (Mozafari et al., 2019). Si el gas natural de alimentación contiene muchos hidrocarburos pesados, se debe utilizar el lecho de tipo de regenerable, que generalmente opera de manera cíclica en una torre de adsorción por oscilación de temperatura (TSA) (Douglas, 2002), donde todas las impurezas gaseosas son eliminadas por los adsorbentes empaquetados (es decir, alúmina activada y carbón activado) (Shao et al., 2012). El lecho adsorbente no regenerable, es recomendable para los adsorbatos (contaminantes) de muy baja volatilidad, el adsorbente luego de ser utilizado se reemplaza en lugar de regenerarse y posiblemente se reactiva en un horno (Douglas, 2002)

**Figura11.***Filtro de protección adsorbente***Separador coalescente horizontal de doble barril**

Los separadores de filtro de doble barril están diseñados para proporcionar una eliminación eficiente de líquidos / sólidos y altas capacidades de gas. La sección del filtro coalescente elimina las partículas sólidas y líquidas a granel y también fusiona las gotas de líquido finas en gotas más grandes. Estas gotas más grandes se eliminan luego en la sección de la segunda paleta de doble

bolsillo (DP)]. SPEC utiliza álabes DP de alta capacidad para aumentar el rendimiento del separador y así minimizar el diámetro del separador. La configuración de doble barril le permite maximizar el flujo de gas en el barril superior sin re-arrastre mientras el líquido cae en el barril inferior (SPEC, n.d.).

### **Beneficios**

- Gran capacidad de gas con un recipiente compacto
- Bajo mantenimiento
- Sin taponamiento de la paleta DP
- Alta eficiencia
- Desmonte el equipo existente del cuello

### **Aplicaciones**

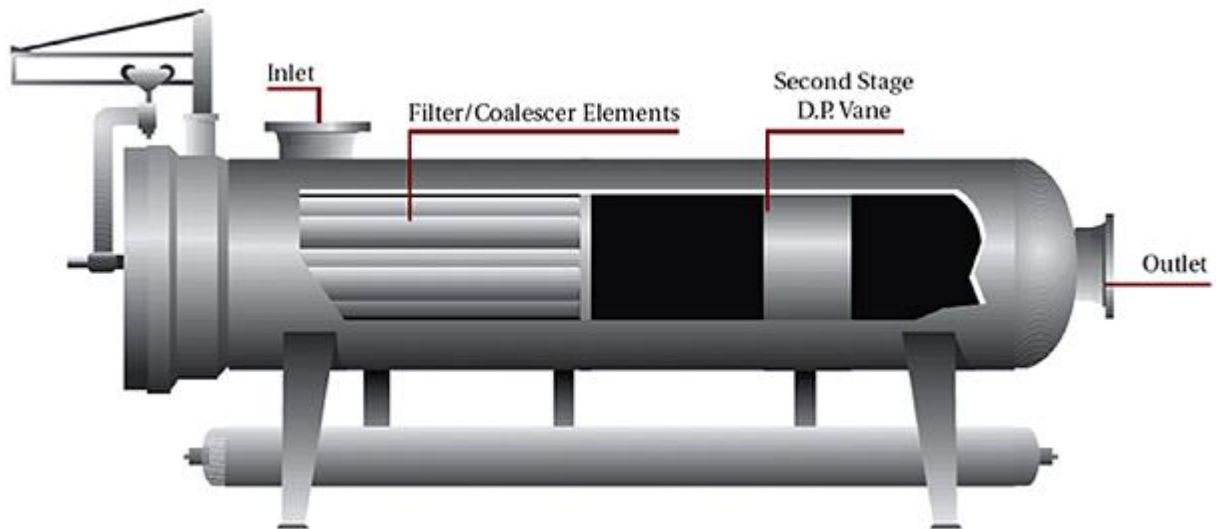
- Plantas de gas
- Estaciones de transmisión
- Entrada de gas a plantas químicas y petroquímicas
- Sistemas de recolección de gas
- Gas combustible de turbina

### **Características mecánicas**

- Presión de diseño estándar, 1440.
- Las temperaturas de diseño son de -20 ° F a 130 ° F para recipientes comunes.

**Figura12.**

*Filtro separador de doble barril*

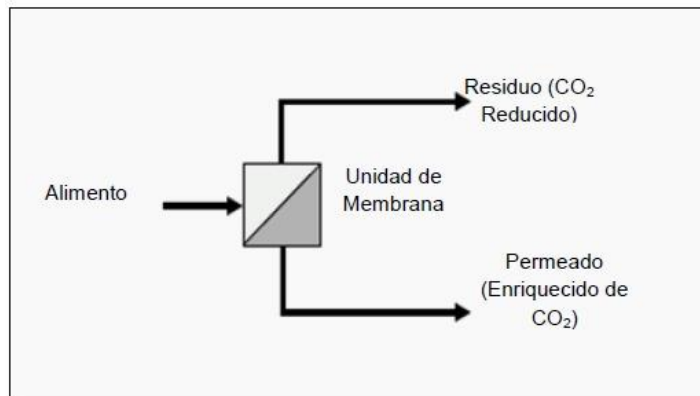


### **Apéndice K. Configuraciones de membrana**

Una consideración operacional es la elección del número de etapas requeridas para llevar a cabo un proceso de remoción eficiente tanto técnica como económicamente. Generalmente las configuraciones más comunes y que han presentado buenos resultados son de etapa simple y doble etapa.

#### **Etapas simple**

Esta configuración divide la corriente de alimentación en las corrientes de residuo (CO<sub>2</sub> reducido) y permeado (CO<sub>2</sub> enriquecido), es recomendable para tratar corrientes de gas de bajos flujos y bajas concentraciones de CO<sub>2</sub>, no requiere equipos de compresión lo cual la hace más económica respecto a la doble etapa, sin embargo, se presentan pérdidas de hidrocarburos y estas se representan en un costo de procesamiento más alto.

**Figura13.***Esquema de etapa simple*

*Fuente:* (Murillo & Santos, 2010)

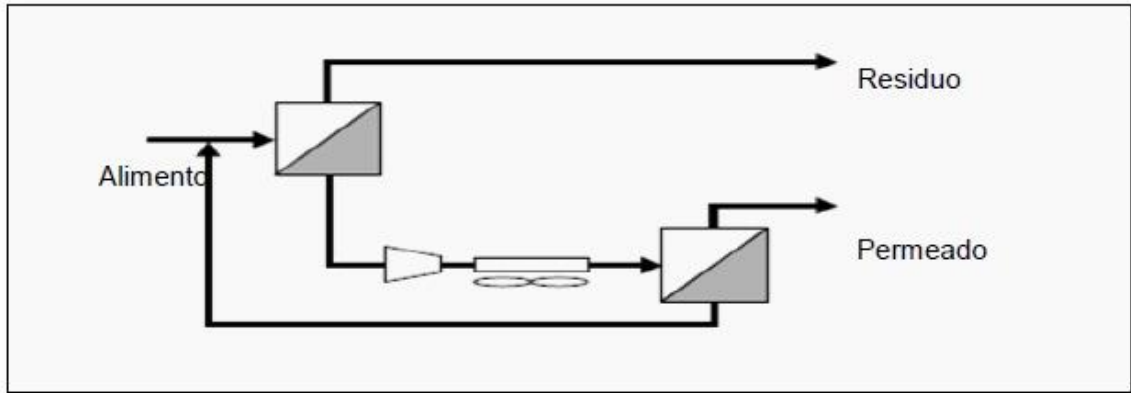
**Doble etapa**

Esta configuración se puede presentar de diferentes maneras dependiendo de la necesidad de presurización de las corrientes: por ejemplo, en la figura 12, la corriente de permeado que sale de la membrana 1 necesita ser presurizada para ser ingresada a la membrana 2, a diferencia de la figura 13, donde se presuriza el permeado que sale de la membrana 2 para reciclarlo a la alimentación. La necesidad de uno o más equipos de compresión, aumenta los costos de inversión y operación.

Una ventaja de implementar dos etapas es que ayuda a la recuperación de hidrocarburos, lo que compensa los costos operacionales.

**Figura14.**

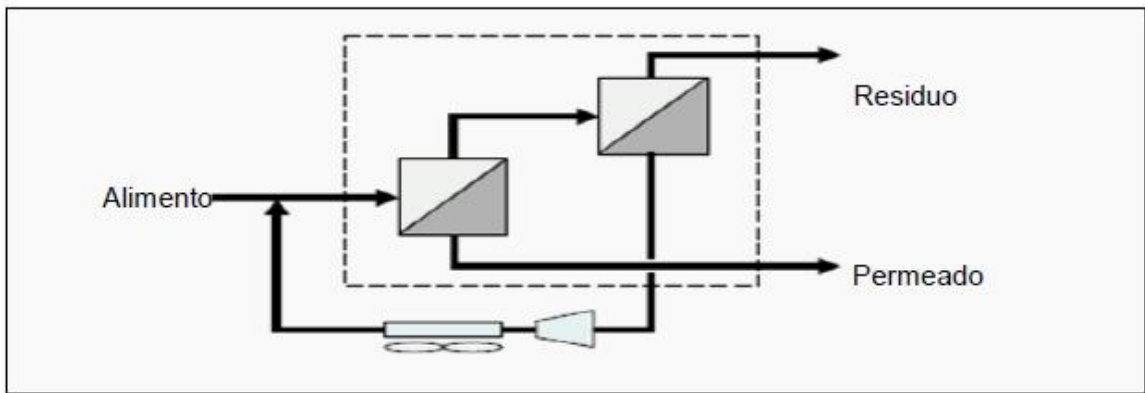
*Esquema de etapa doble presurizando la corriente de permeado de la primera membrana*



*Fuente: (Murillo & Santos, 2010)*

**Figura 15.**

*Esquema de etapa doble presurizando la corriente de permeado de la segunda membrana*



*Fuente: (Murillo & Santos, 2010)*