

Sustitución del solvente líquido Gas/Spec CS-2010 en las plantas criogénicas

Julio de Jesús Álvarez Hernández¹

RESUMEN

El gas amargo es suministrado por el Centro de Distribución de Gas Marino (CDGM) que lo recibe de las plataformas de la zona de Campeche. Este gas viaja hasta el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex, en donde pasa por diferentes procesos para conseguir un producto listo para venta. Las plantas criogénicas 1 y 2 de dicho complejo presentaban un porcentaje mayor al 0 % de dióxido de carbono en la entrada del gas húmedo dulce, esto podría traer consecuencias como mayor gasto de manutención a los equipos, fragilización en tuberías, corrosión, y formación de hidratos, como consecuencia del solvente líquido que se estaba utilizando en las torres absorbedoras 101-CO-1 y 101-CO-2 pertenecientes a la planta endulzadora de gas y recuperación de azufre. A partir de esta problemática se optó por buscar un solvente a base de metildietanolamina que pudiera bajar este porcentaje, por lo cual se estudió la composición de varios solventes y se pusieron a prueba en el laboratorio, se analizaron los resultados de los diversos solventes hasta que se encontró uno que posiblemente reduciría este valor. Se aplicó este solvente a partir de enero de

2019 y se observó su cromatografía diaria durante todo el año y se comparó con los resultados obtenidos en las cromatografías de años anteriores. Finalmente se dieron a conocer los resultados de dichas observaciones, dando como resultado una presencia de CO₂ en la entrada del gas húmedo dulce a las criogénicas del 0 %.

Palabras clave: solvente líquido, cromatografía, criogénicas, gas húmedo dulce, CO₂.

INTRODUCCIÓN

Pemex Exploración y Producción vende gas amargo a las petroquímicas, este gas es suministrado por el CDGM el cual lo recibe de las plataformas de la zona de Campeche. En la **Tabla 1** se muestra el promedio en millones de pies cúbicos (mmpc) de la entrada mensual del gas amargo a las plantas endulzadoras de gas 1, 2, 3 y 4 pertenecientes a Pemex Gas Petroquímica Básica.

El Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex cuenta con cuatro plantas endulzadoras de gas, dos de las cuales tienen capacidad de procesar 525 mi-

¹ Maestrante en ingeniería petrolera de la Universidad Olmeca, Tabasco, México. Correo electrónico: mip.julio.alvarez@gmail.com.

	End. de gas 1	End. de gas 2	End. de gas 3	End. de gas 4
Enero	206,77	338,41	123,93	122,15
Febrero	197,77	348,00	121,36	121,37
Marzo	185,59	379,80	127,16	126,77
Abril	108,29	434,64	127,70	128,57
Mayo	254,76	348,36	123,14	123,03
Junio	238,91	346,40	122,19	122,54
Julio	328,78	313,85	101,96	113,05
Agosto	370,86	374,73	92,84	88,24
Septiembre	333,08	360,33	102,71	96,03
Octubre	325,57	349,20	89,94	119,00
Noviembre	318,81	339,62	99,08	120,63
Diciembre	402,15	291,29	99,13	126,37

Tabla 1. Promedio en mmpc de la entrada del gas amargo a las plantas endulzadoras

Registros de Pemex Exploración y Producción (PEP) 2019, Campeche, Camp.

llones de pies cúbicos diarios (mmpcd) y las dos restantes tienen capacidad de procesar 120 mmpcd, lo cual suma una capacidad de procesamiento de 1290 mmpcd. La función básica de estas plantas es procesar el gas amargo que envía la subsidiaria Pemex Exploración y Producción (PEP) proveniente de la región marina.

El proceso de endulzamiento del gas amargo consiste en absorber el H₂S (ácido sulfhídrico) y el CO₂ (dióxido de carbono) presentes en él; esto se lleva a cabo poniendo en contacto y a contracorriente dicho gas con un solvente líquido. El solvente que fue utilizado en este complejo hasta el año 2018 fue el Gas/Spec CS-2010, un solvente líquido a base de metildietanolamina (MDEA), (Morales. *et al.* 2005: 33-36).

Para este proceso se cuenta con dos torres absorbedoras llamadas 101-CO-1 y 101-CO-2, cada una instalada en las plantas de endulzadora de gas y recuperación de azufre 1 y 2, respectivamente, las cuales se encargan de limpiar el gas amargo y convertirlo en gas dulce gracias al solvente líquido (Morales. *et al.* 2005: 33-36).

En la **Figura 1** se representa la torre absor-

bedora 101-CO-1, encargada de la absorción del H₂S y del CO₂ en la planta endulzadora de gas y recuperación de azufre de dicho complejo.

El solvente Gas/Spec CS-2010 cumplía muy bien con lo requerido, sin embargo, la concentración de CO₂ que llegaba a las criogénicas 1 y 2 desde 2015 hasta 2018 presentaba una entrada mayor a 0 %, lo cual, aunque no representa un daño significativo al momento, sí puede traer consecuencias en un futuro, tales como corrosión y formación de hidratos, aumentando el costo de mantenimiento preventivo e incluso el correctivo.

En busca de una mejora para esta situación, se optó por buscar un solvente que mejorara este proceso, para ello se seleccionaron algunos solventes para su análisis, entre los cuales se encontraban los solventes B, C y D (Erdmann *et al.* 2012: 89-101). Estos solventes fueron seleccionados analizando sus propiedades físico-químicas. Para escoger el solvente adecuado se realizaron algunas pruebas de laboratorio, (análisis analítico gravimétrico para detectar la cantidad de H₂S contenida en la amina, para la concentración de amina se realiza por peso mediante pipeta de clasificación volumétrica,

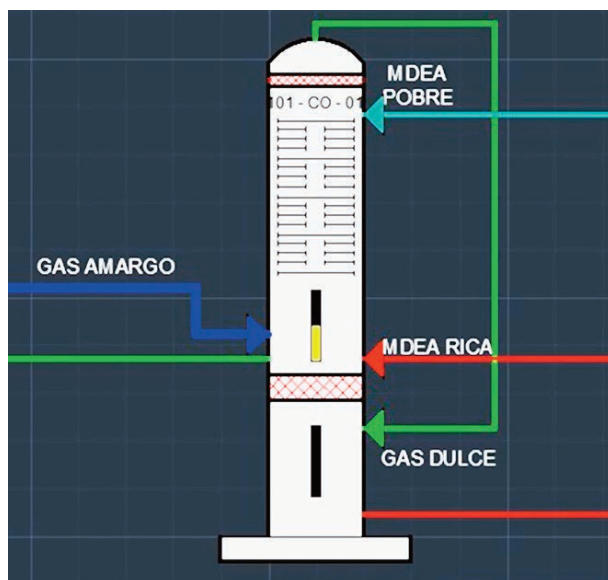


Figura 1. Torre absorbidora 101-CO-1

para la espumación de la amina se realiza en el área física, mediante la introducción de aire con bomba de vacío, la densidad se realiza con un tensiómetro), se observaron sus resultados y se optó por usar el solvente B. Para determinar si el solvente seleccionado era el correcto, era necesario hacer una observación de la cromatografía de gas diaria de la entrada del gas húmedo dulce 2019, y agruparla por mes, para una mejor comprensión, y comparar los resultados con las cromatografías de los años anteriores.

MATERIALES Y MÉTODOS

Metildietanolamina

La metildietanolamina es un líquido claro, incoloro o líquido amarillo pálido con olor amoniacal. Es miscible con agua, alcohol y benceno. La metildietanolamina es generalmente conocida como MDEA. Tiene la fórmula $\text{CH}_3\text{N}(\text{C}_2\text{H}_4\text{OH})_2$. La MDEA es una amina terciaria y es ampliamente utilizada como agente endulzador en refinerías, plantas de gas natural y plantas de gas de síntesis.

Compuestos similares son la monoetanolamina (MEA), una amina primaria; la dietanolamina (DEA), una amina secundaria; ambas son también empleadas en los procesos endulzadores de gas.

La principal característica de la MDEA cuando se compara con la MEA y la DEA es que preferentemente remueve el ácido sulfhídrico de las corrientes amargas de gas. La popularidad de la MDEA sobre otras alcanolaminas se debe a varias características.

- Baja presión de vapor, que permite composiciones mayores en las soluciones absorbentes sin tener pérdidas considerables a través de los absorbedores y regeneradores.
- Resistencia a la degradación tanto química como térmica.
- Inmiscibilidad con hidrocarburos.
- Calor de reacción con el ácido sulfhídrico relativamente bajo, lo que genera cargas menores en los rehervidores, reduciendo los gastos de operación.
- Selectividad hacia el ácido sulfhídrico, reaccionando principalmente con este y secundariamente con el dióxido de carbono.
- Menor corrosión comparada con la MEA y la DEA.
- Al tratarse de una amina terciaria, no existe formación de carbonatos con el dióxido de carbono.

Tratamiento de gas con amina

El tratamiento de gas con aminas, también conocido como eliminación del gas ácido y endulzamiento, es un grupo de procesos que utiliza soluciones acuosas de varias aminas para eliminar el sulfuro de hidrógeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2) de los gases. Es un proceso usado en refinerías de petróleo, plantas petroquímicas, plantas de procesamiento de gas natural y otras industrias. Los procesos consisten en la

absorción del gas por soluciones químicas acuosas de amina a presión y a temperatura ambiente (Álvarez, 2016).

Gas/Spec CS-2010

En la **Tabla 2** se muestran las características del solvente formulado a base de metildietanolamina, para absorción de gases ácidos H_2S y CO_2 , llamado Gas/Spec CS-2010.

Características	Valores
Estado:	Líquido
Color:	Amarillo claro
Olor:	Amoniaco
Pureza por alcalinidad:	Mínimo 88 % en peso
H_2S en gas dulce tratado:	4 ppm máximo y 100 ppm máximo de CO_2
Ingrediente activo:	Metildietanolamina
Pureza:	88 % en peso mínimo
Gravedad específica a 25 °C:	1.014
Punto de congelación al 50 % en peso:	< -6.7 °C
Punto de congelación al 100 % en peso:	-39.5 °C
Punto de ebullición a 760 mmhg:	143 °C
Solubilidad en agua:	100 %
Calor latente de vaporización:	208.7 btu/lb.

Tabla 2. Características del Gas/Spec CS-2010

Autor: Julio de J. Álvarez Hernández. (basado en especificaciones del gas utilizado en Pemex Gas y Petroquímica Básica, PGPB).

Metas del producto sustantivo Gas/Spec CS-2010

- Procesar el 100 % del gas ofertado por PEP.
- Cumplir con la calidad de los productos dentro de las especificaciones.
- Mantener la recuperación de propano (C_3) en 96.6 %.
- Mantener el consumo energético de 452 Gcal/Mton.

absorción de gases ácidos H_2S y CO_2 , llamado solvente B.

SOLVENTE C

En la **Tabla 4** se muestran las características del solvente formulado a base de metildietanolamina para absorción de gases ácidos H_2S y CO_2 , llamado solvente C.

SOLVENTE B

En la **Tabla 3** se muestran las características del solvente formulado a base de metildietanolamina para

SOLVENTE D

En la **Tabla 5** se muestran las características del solvente formulado a base de metildietanolamina para

Características	Valores
Estado físico:	Líquido
Color:	Incoloro a amarillo pálido
Olor:	Amina
Punto de fusión:	<10 °C (<50 °F)
Punto de ebullición:	>100 °C (>212 °F)
Presión de vapor:	>0.24 KPA (>1.8 mmHg) a 25 °C
Densidad relativa:	1.04 (a 25 °C)
Solubilidad:	Agua fría y agua caliente
Temperatura de ignición:	200 °C (392 °F)

Tabla 3. Características del solvente B

Autor: Julio de J. Álvarez Hernández. (basado en especificaciones de los solventes B, C y D suministrados a PGPB)

Propiedades	Valor
Temperatura de ebullición (°C)	115-138
Temperatura de fusión (°C)	Nd
Temperatura de inflamación (°C)	< 270
Temperatura de autoignición (°C)	Nd
Gravedad específica (agua=1)	1.06
Gravedad específica (aire=1)	4
Densidad (g/ml)	1.06
pH	01-03
Peso molecular (g/mol)	119.2
Estado físico	Líquido
Color	Ligeramente amarillo
Olor	Ligero a amoniac
Presión de vapor (mmHg a 21 °C)	0.01
Solubilidad en agua	Completa

Tabla 4. Características del solvente C

Autor: Julio de J. Álvarez Hernández. (basado en especificaciones de los solventes B, C y D suministrados a PGPB)

absorción de gases ácidos H₂S y CO₂, llamado solvente D.

RESULTADOS

Concentración de CO₂ en la entrada de gas húmedo dulce a las criogénicas 1 y 2 de enero de 2015 a diciembre de 2018

Las cromatografías se realizan una vez por turno, en el día se realizan 3 cromatografías en las plantas de criogénicas 1 y 2, estas cromatografías muestran, entre otras cosas, el porcentaje de dióxido

de carbono presente en la entrada del gas húmedo dulce a la planta, se analizaron todos estos datos y se agruparon por mes, y posterior por año, en la Tabla 6 y en la **Figura 2** se muestra el promedio mensual del porcentaje de dióxido de carbono presente en la entrada del gas húmedo dulce en las plantas criogénica 1 y 2 del año 2015, en este año se usaba como solvente líquido en las torres absorbedoras 101-CO-1 y 101-CO2 el Gas/Spec CS-2010.

En la **Tabla 7** y en la **Figura 3** se muestra el promedio mensual del porcentaje de dióxido de car-

Características	Valor
Estado físico	Líquido
Color	Viscoso claro
Gravedad específica	1.83 gr/ 4 °C
Peso molecular	105.14 gr/gr. Mol
Punto de ebullición	268 °C a 760 mmHg
Presión de vapor	< 0.01 a 20 °C; 5 mm a 138 °C
Densidad de vapor	3.6 (aire=1)
Solubilidad en agua	De 95.4 a 96 %
Punto de fusión	28 °C (82 °F)

Tabla 5. Características del solvente D

Autor: Julio de J. Álvarez Hernández. (basado en especificaciones de los solventes B, C y D suministrados a PGPB)

2015	Criogénica 1 [%]	Criogénica 2 [%]
enero	0.10	0.10
febrero	0.10	0.10
marzo	0.10	0.10
abril	0.10	0.10
mayo	0.10	0.10
junio	0.10	0.10
julio	0.10	0.10
agosto	0.10	0.10
septiembre	0.10	0.10
octubre	0.10	0.11
noviembre	0.11	0.11
diciembre	0.10	0.11

Tabla 6. Promedio mensual del porcentaje de CO₂ presente en la entrada del gas húmedo dulce en 2015

Autor: Julio de J. Álvarez Hernández. Registros de PEP 2019.

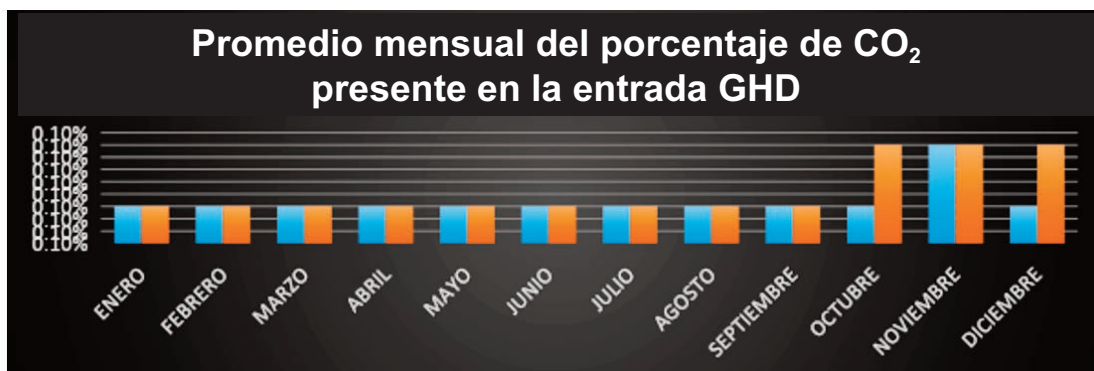


Figura 2. Promedio mensual del porcentaje de CO₂ presente en la entrada del gas húmedo dulce en 2015

2016	Criogénica 1	Criogénica 2
	[%]	[%]
enero	0.10	0.11
febrero	0.11	0.11
marzo	0.11	0.11
abril	0.10	0.11
mayo	0.11	0.11
junio	0.11	0.11
julio	0.12	0.12
agosto	0.11	0.11
septiembre	0.12	0.12
octubre	0.11	0.12
noviembre	0.12	0.12
diciembre	0.11	0.12

Tabla 7. Promedio mensual del porcentaje de CO₂ presente en la entrada del gas húmedo dulce en 2016

Autor: Julio de J. Álvarez Hernández. Registros de PEP 2019.

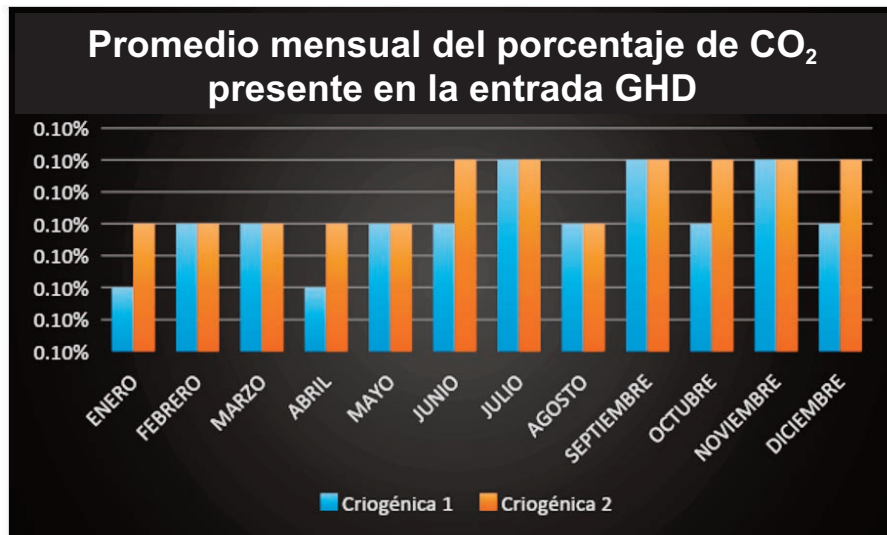


Figura 3. Promedio mensual del porcentaje de CO₂ presente en la entrada del gas húmedo dulce en 2016

bono presente en la entrada del gas húmedo dulce en las plantas criogénica 1 y 2 del año 2016, en este año se usaba como solvente líquido en las torres absorbedoras 101-CO-1 y 101-CO-2 el GAS/SPEC CS-2010, como se observa, la concentración de CO₂ aumentó en comparación con 2015.

En la **Tabla 8** y en la **Figura 4** se muestra el promedio mensual del porcentaje de dióxido de carbono presente en la entrada del gas húmedo dulce en las plantas criogénica 1 y 2 de 2017, en este año se seguía usando como solvente líquido en las torres absorbedoras 101-CO-1 y 101-CO₂ el Gas/Spec CS-2010.

2017	Criogénica 1 [%]	Criogénica 2 [%]
enero	0.11	0.12
febrero	0.13	0.13
marzo	0.12	0.13
abril	0.11	0.11
mayo	0.13	0.12
junio	0.13	0.13
julio	0.12	0.12
agosto	0.14	0.14
septiembre	0.12	0.12
octubre	0.13	0.14
noviembre	0.13	0.14
diciembre	0.14	0.14

Tabla 8. Promedio mensual del porcentaje de CO₂ presente en la entrada del gas húmedo dulce en 2017

Autor: Julio de J. Álvarez Hernández. Registros de PEP 2019.

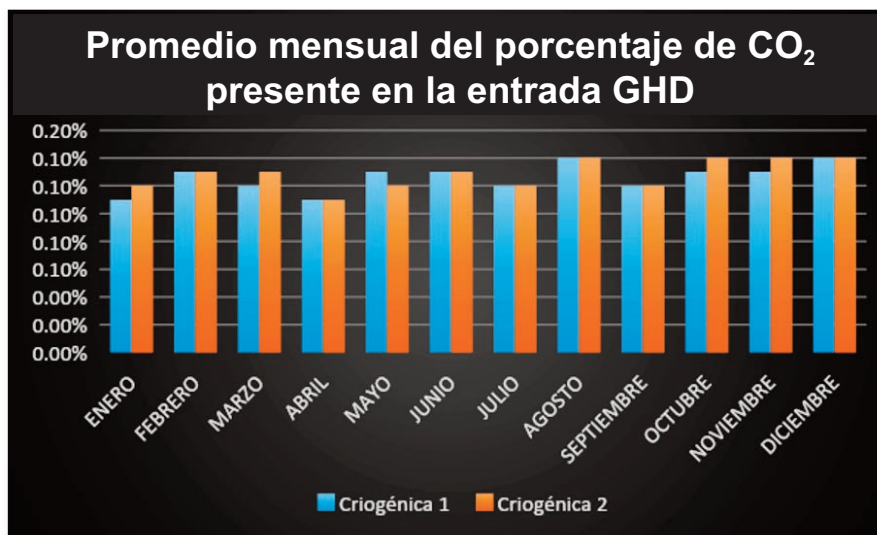


Figura 4. Promedio mensual del porcentaje de CO₂ presente en la entrada del gas húmedo dulce en 2017

En la **Tabla 9** y en la **Figura 5** se muestra el promedio mensual del porcentaje de dióxido de carbono presente en la entrada del gas húmedo dulce en las plantas criogénica 1 y 2 de 2018, en este año se seguía usando como solvente líquido en las torres absorbedoras 101-CO-1 y 101-CO-2 el Gas/Spec CS-2010,

como se observa, la concentración de CO₂ aumentó en comparación de los años anteriores.

Concentración de CO₂ en la entrada de gas húmedo dulce a las criogénicas 1 y 2 de enero a diciembre de 2019 usando el solvente B.

Desde diciembre de 2018 se dejó de usar el

2018	Criogénica 1 [%]	Criogénica 2 [%]
enero	0.13	0.13
febrero	0.14	0.14
marzo	0.12	0.13
abril	0.13	0.14
mayo	0.14	0.14
junio	0.14	0.14
julio	0.13	0.13
agosto	0.14	0.14
septiembre	0.14	0.14
octubre	0.13	0.14
noviembre	0.14	0.14
diciembre	0.14	0.14

Tabla 9. Promedio mensual del porcentaje de CO₂ presente en la entrada del gas húmedo dulce de 2018

Autor: Julio de J. Álvarez Hernández. Registros de PEP 2019.

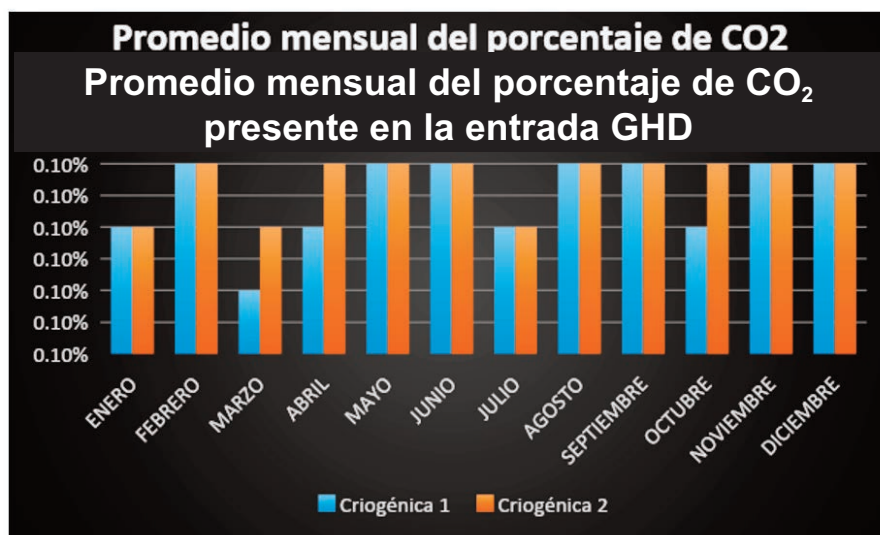


Figura 5. Promedio mensual del porcentaje de CO₂ presente en la entrada del gas húmedo dulce de 2018

solvente líquido denominado Gas/Spec CS-2010 en las torres absorbedoras 101-CO-1 y 101-CO-2 pertenecientes a la planta de endulzamiento de gas y recuperación de azufre, y se empleó el solvente denominado solvente B; esto trajo consigo una notable mejoría en el porcentaje de dióxido de carbono que mostraban las cromatografías en la entrada del gas húmedo dulce a

las plantas criogénicas 1 y 2, tal como se muestra en la **Tabla 10**, que muestra estos datos separados por meses para su mejor comprensión.

Como se observa en la **Tabla 10**, los resultados que se obtuvieron en cuanto al porcentaje de dióxido de carbono en la entrada del gas húmedo dulce a las plantas de criogénica 1 y 2 al cambiar el solvente

líquido Gas/Spec CS-2010 por el solvente líquido solvente B, fueron realmente favorables, ya que se redujo dicha entrada a 0 %.

CONCLUSIÓN

Se comprobó que la utilización del solvente líquido a base de metildietanolamina denominado solvente B,

2019	Criogénica 1 [%]	Criogénica 2 [%]
enero	0.00	0.00
febrero	0.00	0.00
marzo	0.00	0.00
abril	0.00	0.00
mayo	0.00	0.00
junio	0.00	0.00
julio	0.00	0.00
agosto	0.00	0.00
septiembre	0.00	0.00
octubre	0.00	0.00
noviembre	0.00	0.00
diciembre	0.00	0.00

Tabla 10. Promedio mensual del porcentaje de CO₂ presente en la entrada del gas húmedo dulce en 2019

Autor: Julio de J. Álvarez Hernández. Registros de PEP 2019.

logró en un año de observación reducir el porcentaje de dióxido de carbono en la entrada del gas húmedo dulce de 0.14 % que se tuvo en 2018, cuando se usaba el Gas/Spec CS-2010, a 0 % que fue lo obtenido en cada mes de 2019 con este nuevo solvente.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Álvarez, F. J. T.** (2016). Tratamiento de corrientes gaseosas mediante adsorción en disoluciones órgano-acuosas de N-Metildietanolamina. Tesis doctoral. Universidad de Vigo. Recuperado de http://www.investigacion.biblioteca.uvigo.es/xmlui/bitstream/handle/11093/622/Tratamiento_de_corrientes_gaseosas_mediante.pdf?sequence=1&isAllowed=y, el 25 de mayo de 2019.
- Erdmann, E., Ruiz, L. A., Martínez, J., Gutiérrez, J. P., & Tarifa, E. E.** (2012). «Endulzamiento de gas natural con aminas. Simulación del pro-

ceso y análisis de sensibilidad paramétrico». Revista Avances en Ciencias e Ingeniería, Vol. 3. No. 4, pp. 89-101. Chile. (Octubre/Diciembre, 2012). Recuperado file:///C:/Users/RC/Downloads/Dialnet-EndulzamientoDeGasNaturalConAminasSimulacionDelPro-4134741%20(6).pdf, el 15 de junio del 2019.

- Morales, G. D. V., Tirado, G. M., Cabrera, D. E., & Mercado, L.** (2005). «Simulación del Proceso de Endulzamiento de Gas Natural». Revista Información tecnológica, Vol. 16, No 6, pp. 33-36. Chile. Recuperado de [https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642005000600006#:~:text=Los%20resultados%20de%20la%20simulaci%C3%B3n%20de%20proceso%20de%20endulzamiento%20de,d e%20regeneraci%C3%B3n%20de%20la%20mi sma.](https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642005000600006#:~:text=Los%20resultados%20de%20la%20simulaci%C3%B3n%20de%20proceso%20de%20endulzamiento%20de,d e%20regeneraci%C3%B3n%20de%20la%20mi sma.,), el 15 de junio del 2019.