



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

**“MECANISMOS DEL PROCESO DE DEGRADACIÓN DE
ETANOL AMINA EN LA CAPTACIÓN DE CO₂ Y EFECTO DE
LOS GASES DE COMBUSTIÓN ASOCIADOS”**

TESIS

Que para obtener el Grado de

DOCTOR EN CIENCIAS AMBIENTALES

Presenta:

Jaime Moreno Alcántara

Dirigido por:

Dr. Arturo Colín Cruz

Dra. Rosa Hilda Chávez Torres

Dra. Thelma Beatriz Pavón Silva



Toluca, Estado de México; Abril de 2016



UAEM | Universidad Autónoma
del Estado de México

3° (EV. DE GRADO)
OFICIO NO 117/2016

Toluca, México, 11 de marzo de 2016

DOCTORADO EN CIENCIAS AMBIENTALES
JAIME MORENO ALCÁNTARA
FACULTAD DE QUIMICA
P R E S E N T E

El que suscribe Director de la Facultad de Química, dependiente de la Universidad Autónoma del Estado de México, comunica a Usted que el Jurado de su Evaluación de Grado estará formado por:

Dr. Arturo Colín Cruz
PRESIDENTE

Dra. Thelma Beatriz Pavón Silva
SECRETARIO

Dra. Araceli Amaya Chávez
PRIMER VOCAL

Dra. Rosa Hilda Chávez Torres
SEGUNDO VOCAL

Dr. Raúl Venancio Díaz Godoy
TERCER VOCAL

Dr. Juan Carlos Sánchez Meza
SUPLENTE

Dr. Jorge Javier Ramírez García
SUPLENTE

FIRMA

R. Hilda Chávez T.

ATENTAMENTE
PATRIA, CIENCIA Y TRABAJO
"2016, Año del 60 Aniversario de la Universidad Autónoma del Estado de México"

DR. EN I. CARLOS EDUARDO BARRERA DÍAZ
DIRECTOR

c.c.p. Archivo



www.uaemex.mx

Facultad de Química • Paseo Colón Esq. Paseo Tollocan • Toluca Estado de México
Tel. y Fax: 217-5109 y 217-3890 • fquim@uaemex.mx

CONTENIDO

| | Página |
|--|--------|
| 1. RESUMEN | 3 |
| 2. ABSTRACT | 3 |
| 3. ANTECEDENTES | 4 |
| a. CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO ₂ | 8 |
| b. MÉTODOS PRINCIPALES PARA CAPTURAR EL CO ₂ | 10 |
| c. TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO ₂ EN POST-COMBUSTIÓN | 14 |
| d. SELECCIÓN DEL SISTEMA MÁS ADECUADO | 27 |
| e. APLICACIONES DEL DIÓXIDO DE CARBONO CAPTURADO | 28 |
| f. DEGRADACIÓN OXIDATIVA DE LA ETANOL AMINA | 31 |
| 4. JUSTIFICACIÓN | 37 |
| 5. HIPÓTESIS | 38 |
| 6. OBJETIVOS | 38 |
| 7. METODOLOGÍA | 39 |
| 8. RESULTADOS | 43 |
| a. ARTÍCULO PUBLICADO. “PÉRDIDA DE ETANOL AMINA EN LOS SISTEMAS EA-H ₂ O-AIRE Y EA-H ₂ O-O ₂ ”. | 44 |
| b. ARTÍCULO ENVIADO PARA PUBLICACIÓN. “CAPTURA DE CO ₂ POR ABSORCIÓN QUÍMICA, ANÁLISIS DE LOS SOLVENTES EMPLEADOS: ESTADO DEL ARTE” | 53 |
| 9. RESULTADOS AÚN NO PUBLICADOS | 73 |
| a. CAPTURA DE DIÓXIDO DE CARBONO CON ETANOL AMINA EN EL SISTEMAS EA-H ₂ O-CO ₂ | 73 |
| b. DETERMINACIÓN DE LA ZONA DE CARGA E INUNDACIÓN DE LA COLUMNA DE ABSORCIÓN PARA LA CAPTURA DE CO ₂ | 78 |
| 10. DISCUSIÓN GENERAL Y SUGERENCIAS | 84 |
| 11. REFERENCIAS | 87 |
| 12. ANEXOS (TRABAJOS EN CONGRESOS) | 94 |

RESUMEN

A fin de establecer la contribución de aire y O_2 en ausencia de CO_2 en la pérdida de etanolamina (EA) en una solución acuosa de 30 % para el proceso de captura de CO_2 , se evaluaron los sistemas de EA- H_2O -Aire y EA H_2O - O_2 y la captura de CO_2 en el sistema EA- H_2O - CO_2 . Los experimentos se realizaron con suministro de aire y de O_2 a temperatura ambiente durante 16 h registrando cada 2 h el pH, la temperatura y la concentración de EA. Durante las dos primeras horas se realizó la pérdida de EA en el sistema EA- H_2O -Aire, siendo mayor a flujos bajos en comparación con los flujos altos, con un flujo de 11.27 mL/s, se perdió en promedio 10.5 %, mientras que con flujo de 35.14 mL/s la pérdida fue de 2.44 %. La pérdida de EA disminuyó a medida que se incrementó el flujo de aire sin depender de los tiempos de suministro. La pérdida de EA en el sistema EA- H_2O - O_2 no fue significativa cuando el oxígeno se alimentó durante 16 h en los flujos estudiados. Finalmente como conclusión final se tiene que la pérdida de EA se explica como consecuencia de las reacciones instantáneas que se llevan a cabo en el equilibrio del sistema EA- H_2O -Aire entre la EA con alguno de los componentes del aire como lo son el CO_2 y/o el O_2 .

ABSTRACT

In order to establish the contribution of air and O_2 in the absence of CO_2 in the loss of ethanolamine (EA) in an aqueous solution of 30 % for CO_2 capture process, systems EA- H_2O -Air and EA- H_2O - O_2 were evaluated and CO_2 capture in the EA- H_2O - CO_2 system. Experiments were performed with air supply flows and O_2 at room temperature for during 16 h recorded every 2 h the pH, temperature and concentration of EA. EA loss in the EA- H_2O -Air system was performed for the first two hours, being higher at low flows compared to high flows, with a flow of 11.27 mL/s was lost on average 10.5 %, whereas with flow of 35.14 mL/s loss was 2.44 %. EA loss decreased as the air flow is increased without depending on air supply times. EA loss in the EA- H_2O - O_2 system was not significant when oxygen was fed 16 h in the flows studied. EA loss was as a result of the instant reactions that are conducted at equilibrium EA- H_2O -Air between EA with any of the air system components such as CO_2 and/or O_2 .

ANTECEDENTES

La contaminación que se tiene en la mayor parte del planeta es particularmente grave por lo que se refiere a la atmósfera, ya que no sólo afecta en forma directa la salud de los seres vivos, sino que adicionalmente ha venido alterando de manera sensible las condiciones ambientales y climáticas (efecto invernadero). Los agentes responsables de tal contaminación son, fundamentalmente, los producidos en los procesos de combustión entre ellos el dióxido de carbono (CO_2), los óxidos de azufre (SO_x) y los óxidos de nitrógeno (NO_x) siendo las máquinas de combustión interna (principalmente los motores de los automóviles) y las industrias que utilizan combustible fósil, los responsables de estas emisiones, destacando visiblemente la industria eléctrica, que lleva a cabo la producción de gran parte de la electricidad que se consume en el mundo en centrales eléctricas convencionales quemando grandes cantidades de hidrocarburos y de carbón para producir el vapor necesario para mover los turbogeneradores, emitiendo a la atmósfera aproximadamente el 40 % del CO_2 mundial Carapellucci y Milazzo (2003), contribuyendo en aproximadamente un 63 % al cambio climático (Chávez *et al.* 2007). Los llamados gases de efecto invernadero (GEI), existen en forma natural en la atmósfera terrestre y también de manera natural calientan nuestro planeta, bajo el esquema del efecto invernadero, para tener una temperatura adecuada para la vida es decir una temperatura promedio mundial de 15°C con variaciones en un intervalo de 0.5 a 1.0°C . Estas fluctuaciones moderadas y relativamente lentas no han conducido a cambios drásticos en los diferentes ecosistemas de nuestro planeta. Sin embargo la no participación de estos gases haría que la temperatura terrestre promedio fuera 30°C más fría que en la actualidad (Sánchez *et al.*), generando condiciones inhóspitas para el desarrollo de la vida tal y como la concebimos actualmente. Pero cuando están en concentraciones superiores a las naturales captan mayor radiación solar y el efecto invernadero se intensifica ocasionando un sobrecalentamiento del planeta, pudiendo tener consecuencias drásticas en el clima terrestre.

El cambio climático y su impacto al ambiente, es un tema que en los últimos años ha despertado un interés creciente, de acuerdo con el Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (2005), IPCC por sus siglas en inglés, el cambio climático es el

principal problema ambiental al que se enfrentará la humanidad en el transcurso del siglo XXI, en dura competencia con los problemas de disponibilidad y calidad del agua o de acumulación de residuos contaminantes, a tal grado que se han creado agrupaciones a nivel mundial para analizar y proponer alternativas de solución. Entre estas agrupaciones se pueden mencionar a la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y desde luego al Programa de las Naciones Unidas del Medio Ambiente (PNUMA), agrupaciones que a su vez en 1988 crearon el Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, IPCC por sus siglas en inglés, al cual se le asignó la tarea de redactar un documento técnico sobre la captura y el almacenamiento geológico de CO₂.

El IPCC (2005) presentó un informe especial sobre la captación y almacenamiento de dióxido de carbono (CAC) como una alternativa para mitigar el cambio climático. Es importante mencionar que este informe fue aprobado y apoyado por los Gobiernos de España, Japón, Estados Unidos, Países Bajos, Australia, Sierra Leona, Reino Unido, Alemania, Canadá, Italia, Suiza, Sudán, Finlandia, Bélgica, Irán y Kailai. El informe analiza y discute principalmente los trabajos publicados en el periodo 2001-2005 sobre las fuentes, los sistemas de captación, el transporte y diversos mecanismos de almacenamiento de CO₂, incluye la evaluación tecnológica, el potencial técnico y económico, costos, aspectos jurídicos y normativos, percepción del público, el impacto al ambiente y la seguridad, así como cuestiones relacionadas con los inventarios y la contabilidad de las reducciones de las emisiones de gases de efecto invernadero y está dirigido a los responsables de políticas, científicos e ingenieros en el ámbito del cambio climático y de la reducción de las emisiones de CO₂. El informe muestra entre otras cosas que de acuerdo con la bibliografía la CAC podría ser un importante componente de la cartera general de tecnologías energéticas y enfoques de la reducción de contaminantes. Así mismo concluye que la importancia de la CAC dependerá de una serie de factores, entre los que se incluyen incentivos financieros que se faciliten para su puesta en práctica y de si se pueden gestionar adecuadamente los riesgos que presenta el almacenamiento de dióxido de carbono.

En el informe especial del IPCC (2005) se menciona que a escala mundial las emisiones de CO₂ causadas por la utilización de combustibles fósiles en el año 2000 ascendieron a un

total aproximado de 23.5 giga toneladas (Gt) de CO₂ al año (6 Gt de carbono, C, al año). Aproximadamente el 60 % de esas emisiones corresponde a grandes fuentes de emisión estacionarias. No obstante, no todas estas fuentes son convenientes para la captación de CO₂. De acuerdo con el IPCC el suministro de energía primaria seguirá estando dominado por los combustibles fósiles hasta al menos a mediados del siglo actual, por lo que se estima que las emisiones de CO₂ a nivel mundial fluctuarán entre 29 y 44 Gt al año en el 2020 y entre 23 y 84 Gt al año para el 2050, por lo que el IPCC recomienda evitar a lo largo de este siglo las emisiones acumulativas de cientos o incluso miles, de giga toneladas de CO₂ para estabilizar su concentración a un nivel entre 450 y 750 ppm. Así también menciona que los estudios indican que se prevé que el número de grandes fuentes puntuales aumente en el futuro y que, antes de 2050, dadas las limitaciones técnicas previstas entre el 20 y 40 % de las emisiones mundiales de CO₂ procedentes de combustibles fósiles podrían ser técnicamente aptas para la captación, en particular entre el 30 y el 60 % de las emisiones de CO₂ originadas por la generación de electricidad, y entre el 30 y el 40 % de las procedentes de la industria.

Por otro lado, Wang *et al.* (2011) comentan que el PNUMA hace mención de que las concentraciones de CO₂ en la atmósfera se han incrementado a partir de 1860, pasando de 280 ppm en aproximadamente 316 ppm en 1958 y en el 2005 llegó a tener valores de 369 ppm. Por otro lado Yu *et al.* (2012) mencionan que en el 2012 la concentración de CO₂ en la atmósfera fue de aproximadamente 400 ppm y con base en ello predicen que en caso de no tomar acciones que minimicen y/o controlen sus emisiones a la atmósfera la concentración global de CO₂ para el 2100 será de 750 ppm. Nuestro país (México) ocupó en el 2009 el primer lugar en América Latina como emisor de CO₂ con 453 millones de toneladas al año (Painter, 2009) muy lejos de las emisiones de Estados Unidos de América quien, en el 2006 ocupó el primer lugar mundial con 1,462.67 millones de toneladas anuales (Pozas *et al.*, 2007), posición recientemente ocupada por China por emitir 6,284 toneladas en el 2009, contra las 6,007 toneladas a emitidas por los estados unidos ese año mismo año (Painter, 2009).

Una de las acciones importantes a nivel mundial sobre los efectos del cambio climático lo es sin duda alguna el Protocolo de Kyoto (1998) de la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático en el que se pretende reducir las emisiones globales de gases del efecto invernadero considerando los niveles de 1990 en no menos de 5.0 % para el quinquenio 2008-2012, sin embargo de acuerdo con Uyanga e Idem (2007) los combustibles fósiles representan el 85 % del consumo energético lo que hace difícil el logro de los objetivos de reducción de CO₂, pese a que se dé más importancia a las energías renovables o la energía nuclear. El protocolo de Kyoto es ratificado hasta el 2005, fecha en la que México decide sumarse a las diferentes acciones del protocolo para mitigar los efectos negativos del cambio climático (Domínguez, 2007). México, apoya el principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas establecido en la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, por ello en su calidad de país en desarrollo ha venido realizando una serie de estudios tendientes a mejorar el conocimiento en la materia (Instituto Nacional de Ecología, 2008). El cumplimiento de los compromisos de México sobre cambio climático incluye entre otras actividades; estudios sobre el inventario de emisiones antropogénicas por fuentes y sumideros de gases de efecto invernadero, escenarios de emisiones futuras, escenarios climáticos y estudios relativos a la vulnerabilidad potencial del país al cambio en el clima sobre la agricultura, los bosques, la hidrología, las zonas costeras, la desertificación y la sequía, los asentamientos humanos y el sector energía e industria. Además, de 1993 a la fecha, el gobierno mexicano ha organizado estudios, talleres, publicaciones y conferencias, tanto nacionales como internacionales, sobre inventarios de emisiones de gases de efecto invernadero, vulnerabilidad, mitigación y adaptación al cambio climático. Un claro ejemplo de ello es la celebración del taller regional sobre financiamiento de proyectos enmarcados en el mecanismo para un desarrollo limpio del protocolo de Kyoto (SEMARNAT, 2006) en donde se destaca que México es el tercer país en el mundo en cuanto al número de proyectos autorizados para vender reducciones de emisiones en el Mercado Internacional de Bonos de Carbono, con 14 de ellos, después de Brasil y la India que cuentan con 37 y 28 respectivamente. Además, en fechas recientes ha estado incursionando en investigación y desarrollo tecnológico para la captura y almacenamiento de dióxido de carbono González (2010) y Moreno *et al.* (2015).

CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂

De acuerdo con Mazen y Abu-Khader (2006) y el IPCC (2005) se cuenta principalmente con tres opciones para mitigar o estabilizar las concentraciones atmosféricas de los gases de efecto invernadero:

1.- Reducir la demanda de energía mediante el aumento de la eficiencia de los dispositivos de conversión y/o utilización de la energía.

2.- La descarbonatación del suministro de energía optando por combustibles que utilicen menos carbono (por ejemplo, reemplazando el carbón por el gas natural), así como cambiar o preferir combustibles que dependan menos intensivamente del carbono, usar energía nuclear, o fuentes de energía renovables.

3.- Captar el CO₂, tecnología que a largo plazo se considera como una de las opciones más prometedoras.

La captación y almacenamiento de CO₂ (CAC) constituyen un proceso consistente en la separación de CO₂ emitido por la industria y fuentes relacionadas con la energía, su transporte a un lugar de almacenamiento y su aislamiento de la atmósfera a largo plazo. El desarrollo de técnicas de separación y captación de CO₂, están consideradas como prioridades para un proceso integral en donde su destino final sea la disposición en el océano o en yacimientos geológicos, ya que solo el proceso de captación se estima aproximadamente en un 75 % del costo total y el 25 % restante corresponde a los costos de transportación y de inyección (IPCC, 2005). Sin embargo, también de acuerdo con el IPCC los riesgos relacionados con las fugas del almacenamiento de CO₂ en depósitos geológicos se ubican en 2 categorías generales: riesgos mundiales y riesgos locales. Los riesgos mundiales comprenden la liberación de CO₂ que puede contribuir de manera significativa al cambio climático si se produce una fuga de la formación de almacenamiento a la atmósfera. Además, si hay una fuga de CO₂ de la formación de almacenamiento, pueden existir riesgos para los seres humanos, los ecosistemas y las aguas subterráneas, que representan los riesgos locales. Por otro lado La inyección de CO₂ puede dañar a los organismos marinos. Los efectos de los niveles elevados de CO₂ han sido estudiados, principalmente, en escalas

cronológicas de hasta varios meses en distintos organismos que viven cerca de la superficie oceánica. Los fenómenos observados incluyen la reducción de los índices de calcificación, reproducción, crecimiento, suministro de oxígeno circulatorio y movilidad, así como el aumento gradual de la mortalidad, sin embargo no se tienen bases suficientes de algún experimento controlado del ecosistema en las profundidades oceánicas, por lo que sólo puede ofrecerse una evaluación preliminar de los efectos potenciales sobre el ecosistema. La captación de CO₂ puede aplicarse a grandes fuentes puntuales entre las que se incluyen las instalaciones de combustibles fósiles o de energía de la biomasa de grandes dimensiones (principales industrias emisoras de CO₂), la producción de gas natural, las plantas de combustible sintético y las plantas de producción de hidrógeno alimentadas por combustibles fósiles. Los métodos de almacenamiento son: el almacenamiento geológico (en formaciones geológicas como los yacimientos de petróleo o gas, las capas de carbón no explotables y las formaciones salinas profundas), el almacenamiento oceánico (liberación directa en la columna de agua oceánica o en el fondo oceánico) y la fijación industrial de CO₂ en carbonatos inorgánicos.

Es importante mencionar que el IPCC, menciona que la mayoría de los resultados de las diferentes opciones tecnológicas conocidas para la captura de CO₂ alcanzan diversos niveles de estabilización del CO₂ atmosférico, pero que ninguna opción tecnológica podrá lograr por sí sola las reducciones de emisiones necesarias, más bien se necesitará una combinación de medidas de mitigación para lograr la estabilización adecuada, incluyendo políticas gubernamentales que proporcionen las estructuras adecuadas que permitan aplicar estas tecnologías. Después de que se dio a conocer el informe del grupo intergubernamental sobre el cambio climático, ha aumentado fuertemente la conciencia en la sociedad de que el cambio climático es un problema prioritario y que se necesitan urgentemente grandes esfuerzos para limitar las emisiones de GEI, en particular del CO₂. Esta preocupación ha motivado a la Comisión Europea para fijar como objetivo para 2020, una fuerte reducción de los GEI. Una de las acciones consideradas es la captura y confinamiento del CO₂, según diferentes variantes y tecnologías, de las que varias están en fase de investigación y desarrollo (Aga y Zeebroeck, 2007).

MÉTODOS PRINCIPALES PARA CAPTURAR EL CO₂

Al respecto el IPCC (2005) y Abu-Khader (2006) argumentan que de acuerdo al proceso o la aplicación de la central eléctrica de que se trate, hay tres métodos principales para captar el CO₂ generado por un combustible fósil primario (carbón, gas natural o petróleo), por la biomasa o por una mezcla de estos combustibles.

1.- Los sistemas de combustión oxígeno-combustible (IPCC 2005, Peral 2010 y Escolástico 2012) utilizan oxígeno (se requiere inicialmente separar el oxígeno del aire para tener una pureza del 95 al 99 %) en lugar de aire para la combustión del combustible primario con objeto de producir un gas de combustión compuesto principalmente por vapor de agua y CO₂. Esto da origen a un gas de combustión con altas concentraciones de CO₂ (más del 80 % en volumen), entonces el vapor de agua es sustraído mediante el enfriamiento y la compresión del flujo del gas. En el proceso se podría necesitar un tratamiento ulterior del gas de combustión para extraer los contaminantes atmosféricos y los gases no condensados (como el nitrógeno) del gas de combustión antes de transportar el CO₂ a su lugar de almacenamiento. Cabe mencionar que los sistemas de oxígeno-combustión como método de captación de CO₂ en calderas están en la fase de demostración, así también están siendo estudiados en sistemas de turbina de gas, sin embargo los diseños conceptuales para esas aplicaciones aún están en la fase de investigación.

2.- Los sistemas de captación previa a la combustión (IPCC 2005, Peral 2010 y Escolástico 2012) procesan el combustible primario en un reactor con vapor y aire u oxígeno para producir una mezcla que consiste, principalmente, en CO e H₂ (“gas de síntesis”). Mediante la reacción en un segundo reactor (reactor de conversión) del CO con el vapor se produce H₂ adicional y CO₂, la mezcla resultante (H₂ y CO₂) se separa obteniendo cada uno de los flujos gaseosos por separado. Si el CO₂ es almacenado el hidrógeno será entonces un producto energético sin carbono que podrá ser consumido para generar energía eléctrica y/o calor. Si bien las fases iniciales de conversión del combustible son más complejas y onerosas que en los sistemas de captación posterior a la combustión,

las altas concentraciones de CO₂ producidas por el reactor de conversión (del 15 al 60 % en volumen en seco) y las altas presiones que suelen caracterizar a estas aplicaciones son más favorables para la separación de CO₂. En conclusión, los sistemas de captación previa a la combustión son adecuados para las centrales eléctricas que usan tecnología de ciclo combinado de gasificación integrada.

3.- Los sistemas de captación posterior a la combustión (IPCC 2005, Peral 2010 y Escolástico 2012) separan el CO₂ de los gases producidos por la combustión del combustible primario en el aire. Normalmente, estos sistemas utilizan un solvente líquido para captar la pequeña fracción de CO₂ (del 3 al 15 % en volumen) presente en un flujo de gas de combustión cuyo componente principal es el nitrógeno (del aire). En una central eléctrica de carbón pulverizado o de ciclo combinado de gas natural los sistemas de captación posterior a la combustión existentes utilizarían por lo general, un solvente orgánico como la etanol amina.

Las distintas tecnologías de captación de CO₂ pueden ser utilizadas en las opciones comentadas siendo la concentración y la presión parcial del CO₂ en el gas los parámetros que justifiquen en mayor medida el empleo de una u otra opción. De acuerdo con el IPCC (2005) los sistemas de captación posterior y previa a la combustión para las centrales eléctricas podrían captar entre el 85 y el 95 % del CO₂ que se produce.

A nivel mundial se están realizando diferentes trabajos de investigación y desarrollo tecnológico sobre la captación y almacenamiento de CO₂, por ejemplo en España (Cacosta, 2008 y Eco Huellas, 2008) se tiene el proyecto de la Plataforma Tecnológica Española del CO₂ (PTECO₂), presentado por el Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC), en donde se consideran los compromisos de España en reducir las emisiones de dióxido de carbono. Este proyecto se basa en la construcción y explotación de una ciudad de energía llamada Ciuden, en Ponferrada (Leon), donde se instalará una planta piloto de oxígeno-combustión con captura, transporte y almacenamiento de CO₂. Capturar una tonelada de CO₂ les cuesta entre 30 y 60 euros, uno de sus objetivos es bajar este costo a 15 euros por

tonelada para el año 2020, así, de esta forma la plataforma podría captar más del 90 % del CO₂ producido en Ciuden para inyectarlo bajo tierra.

El objetivo de la PTECO₂, es eliminar el CO₂ que emiten las industrias formada por 34 entidades privadas del sector industrial y tecnológico, incluidas en el Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea y por 36 organismos públicos del ámbito educativo e investigación. Creada en el año 2006, cuenta actualmente con un plan a ejecutar a corto y mediano plazo incluyendo propuestas para la realización de estudios, proyectos y líneas de investigación en las áreas de reducción, captura, uso y almacenamiento de CO₂.

Por otro lado, como resultado de investigaciones financiadas con el Programa Marco de la Unión Europea (Bruselas, Europa Press, 2006), se construyó en Dinamarca la planta piloto más grande del mundo, "Castor 2", en la central de Elsam, para la captura de dióxido de carbono. Al respecto, el Comisario Responsable de Ciencias de la Investigación en Dinamarca, Janez Potocnik, declaró que: "El desarrollo de tecnologías de captación y almacenamiento de CO₂ permite reducir las emisiones a mediano plazo y mejorar la calidad del aire mientras se desarrollan las energías renovables que no generen dióxido de carbono". En el mismo tenor, el Director Ejecutivo la Agencia Internacional de la Energía (AIE) Nobuo Tanaka, en conferencia de prensa (El Universal, México, 2008), manifestó que "La Captación y Almacenamiento de CO₂ es una de las Soluciones más Prometedoras" para cumplir los objetivos consensuados por la comunidad científica para que el calentamiento global sea inferior a tres grados centígrados a mediados de siglo y que la captación y almacenamiento de dióxido de carbono podría aportar un 20 % del esfuerzo necesario para reducir las emisiones en el horizonte de 2050 y hacer el cambio climático soportable para la humanidad. Tanaka señaló, que si se mantuvieran sin corregirse las políticas energéticas actuales, las emisiones mundiales aumentarían un 130 % en el año 2050, un nivel "insostenible" porque el calentamiento climático se situaría entonces entre cuatro y siete grados centígrados.

A mediados del 2005 (IPCC, 2005), se realizaron tres proyectos comerciales que vinculan la captación de CO₂ con el almacenamiento geológico, uno es el proyecto Sleipner de

refinamiento de gas natural en la costa de Noruega, los otros dos son el proyecto Weyburn de recuperación mejorada de petróleo en Canadá (almacena CO₂ captado en los Estados Unidos) y el proyecto In Salah un yacimiento de gas natural en Argelia. Cada uno de ellos capta y almacena entre 1 y 2 Mega toneladas de CO₂ al año. Resulta importante mencionar que la captación de CO₂ con fines de almacenamiento sólo se ha utilizado en contadas ocasiones; en la mayoría de los casos es emitido a la atmósfera. Los procesos de captación también se han utilizado con objeto de obtener cantidades de CO₂ útiles para fines comerciales de los gases de combustión generados por la combustión de gas natural o de carbón, no obstante hasta la fecha no se ha aplicado en grandes centrales eléctricas por ejemplo, de 500 MW. A pesar de las opiniones de los ecologistas y del alto precio de la aplicación de la captura y almacenamiento de CO₂, hay proyectos en marcha en esta dirección en Estados Unidos, Arabia Saudí, y Australia. Uno de los dos proyectos en construcción en Estados Unidos es la Planta de Kemper County, en Misisipi, en la que se capturará el 65 % del CO₂ producido. Otro caso importante es el de la Central térmica y de carbón (Boundary Dam) situada al oeste de Canadá puesta en operación en octubre del 2015 que evitará la emisión a la atmósfera de un millón de toneladas de CO₂ al año. (Lorenzo 2014).

En principio un flujo de gas con bajas concentraciones de CO₂ puede transportarse e inyectarse bajo tierra, por lo general los costos de energía y otros gastos conexos hacen que este método sea poco práctico; por lo tanto es preciso producir un flujo casi puro y concentrado de CO₂ a alta presión que pueda fácilmente ser transportado a un lugar de almacenamiento.

TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO₂ EN POST-COMBUSTIÓN

La captura de CO₂ post-combustión se considera la alternativa más interesante de las propuestas actualmente, debido a la facilidad de su integración en las centrales de producción de electricidad, incluso en las ya construidas. Estas tecnologías también son las que presentan costos menores inherentes a su implementación. A continuación se resumen brevemente algunos de los procesos más novedosos para la captura de CO₂ (Sanz 2013). Algunos combinan los procesos de captura y “fijación”, entendida ésta como una retención del dióxido de carbono en forma orgánica o inorgánica.

Procesos fotosintéticos

Los organismos autótrofos producen su propia materia orgánica a partir de CO₂ (fuente de carbono) y luz o sustancias químicas (fuente de energía). Por tanto, se ha planteado el empleo de gases de chimenea, enriquecidos en CO₂, para estimular el crecimiento de ciertos organismos (Sanz 2013). Con este objetivo se han desarrollado numerosos reactores, principalmente con cianobacterias o algas. De entre ellos destacan los que combinan el empleo de luz solar como fuente de energía y la obtención de productos con algún valor, como carbohidratos, hidrógeno u oxígeno. No obstante, tras más de 50 años de desarrollo de sistemas cerrados de fotorreacción, todavía no se ha logrado su viabilidad económica.

Carbonatación mineral.

La carbonatación mineral consiste en la fijación de CO₂ mediante su reacción con óxidos alcalinos y alcalinotérreos (MgO, CaO) presentes de manera natural en las rocas de silicatos de formación natural como la serpentina y el olivino. La serpentina suele contener crisotilo (una forma natural del asbesto). De esta manera, se obtienen carbonatos de magnesio y de calcio altamente estables conocidos comúnmente como piedra caliza, por lo que es una forma segura de almacenamiento de CO₂ a largo plazo. El proceso de carbonatación mineral se produce de manera natural debido a la erosión de ciertas rocas y tiene una influencia significativa en el ciclo natural del carbono. Sin embargo, las escalas de tiempo geológicas hacen necesario acelerar este proceso, para lo cual existen dos métodos: promover la disolución de los minerales mediante ácidos o bien llevar a cabo la reacción

con una presión mayor de CO₂. De ambas maneras se obtienen grandes rendimientos, pero el empleo de ácidos da lugar a problemas de corrosión y la compresión de CO₂ supone un consumo intenso de energía. Por lo tanto, se han planteado varias alternativas para la aceleración del proceso de carbonatación mineral, como el empleo de enzimas en medios acuosos o la activación superficial por medios químicos. La carbonatación es una reacción exotérmica, donde el CO₂ y el CaO reaccionan a altas temperaturas (600-900°C) para producir CaCO₃. La calcinación es el proceso inverso, donde se produce la desorción de CO₂ y del CaO mediante la descomposición de caliza (CaCO₃) en presencia de calor (IPCC 2005, Peral 2010, y Sanz 2013)

Membranas

La difusión de gases de distintos tamaños moleculares se puede llevar a cabo por medio de membranas. La separación se basa en la distinta velocidad de difusión de diferentes gases. El CO₂ siendo una molécula triatómica, puede separarse con relativa facilidad de moléculas diatómicas como el O₂ y el N₂. Existen diferentes tipos de membranas (metálicas, inorgánicas o poliméricas) que presentan una elevada selectividad hacia ciertos compuestos que interesa separar de corrientes gaseosas (Carapellucci y Milazzo 2003, Sánchez *et al.* 2006 y Escolástico 2012). El empleo de membranas en la captación de CO₂ es un proceso viable cuando la presión parcial del CO₂ es alta. Por sus bajos requerimientos de energía estos sistemas están resultando una promesa tecnológica en la captación de CO₂ en las plantas de generación eléctrica, sin embargo aún bajo estas condiciones se tienen algunos problemas como la degradación de las membranas por las altas temperaturas de los gases y por las partículas en suspensión que tienen los gases de combustión. Para hacer más eficientes los sistemas de membranas se están desarrollando varios estudios, por ejemplo, Carapellucci y Milazzo (2003) desarrollaron un modelo matemático para la separación de CO₂ basado en el uso de las membranas más significativas en las que incluyeron membranas orgánicas (poliméricas) e inorgánicas (metálicas o cerámicas). De acuerdo con sus resultados las membranas orgánicas son adecuadas para procesos en donde se tienen altas condiciones de presión y temperatura, sin embargo se van agotando rápidamente pues reaccionan fácilmente con la mezcla de gases; mientras que las inorgánicas son químicamente estables y soportan presiones arriba de 30 bar siendo adecuadas para separar

el CO₂ antes del proceso de combustión. Por otro lado, Teramoto (2003) concluye que al usar membranas con soporte líquido se tienen mejores resultados que con las membranas poliméricas convencionales, mientras que Cowan *et al.* (2003) consideran que las membranas líquidas con un catalizador biológico (enzima) como la anhidrasa carbónica podría ser una alternativa para poder hacer el proceso de captación más eficiente, rápido, seguro y barato, principalmente cuando la presión parcial del CO₂ es baja y su temperatura está cercana a la ambiental.

Criogenia

Este proceso consiste en la licuación de los gases para su posterior destilado. Como la temperatura de licuación del CO₂ es conocida, es posible filtrarlo del resto de los gases. Sin embargo tiene dos inconvenientes, la excesiva presión que se necesita (mayor de 5.1 atm) y las reducidas temperaturas (-56.6°C) por lo que se trata de un proceso que requiere un consumo elevado de energía (Sánchez *et al.* 2006 y Sanz 2013). Por otro lado, Wang *et al.* (2011) aseguran que la criogenia es adecuada para el tratamiento de gas de combustión con altas concentraciones de CO₂ (mayor de 90 %) y que se utiliza normalmente para la captura de CO₂ para el proceso de oxígeno-combustión.

Adsorción

La adsorción consiste en la separación de uno o más componentes de una mezcla líquida o gaseosa mediante su fijación selectiva sobre la superficie de un sólido. A diferencia de lo que ocurre en el proceso de absorción, donde los compuestos se incorporan a toda la masa del líquido absorbente, los compuestos adsorbidos (adsorbatos) sólo interactúan con la superficie del sólido adsorbente. Puesto que la adsorción es un fenómeno superficial, el área específica del sólido adsorbente es de especial relevancia. En función de las fuerzas implicadas en la adsorción, ésta puede ser física o química, de manera similar a lo que ocurre con la absorción. En la adsorción física o fisisorción actúan principalmente las fuerzas de naturaleza física, como las interacciones débiles de van der Waals, mientras que la adsorción química o quimisorción está regida por la formación de enlaces químicos entre el sólido y las moléculas adsorbidas. Debido a la formación de enlaces entre sólido y adsorbato, la quimisorción es un fenómeno selectivo, al contrario que la fisisorción. La

principal diferencia entre las moléculas adsorbidas es que las especies físicamente adsorbidas conservan su naturaleza química, mientras que las químicamente adsorbidas pueden sufrir cambios en su estructura química.

En la adsorción física el CO₂ es retenido en el sólido debido a las interacciones con la superficie de las partículas y su porosidad, la operación consta de dos fases: la adsorción que se realiza a alta presión, con objeto de que la presión parcial del gas al ser capturado sea elevada, y la recuperación, que se realiza a una presión menos elevada, para liberar y recuperar el CO₂ adsorbido. En consecuencia Wang *et al.* (2011) mencionan que el sistema de adsorción no se puede aplicar en el tratamiento de gases de combustión de plantas de energía a gran escala. Además, debido a la baja selectividad de la mayoría de adsorbentes disponibles las corrientes del gas de combustión deben tener altas concentraciones de CO₂. Las características de la adsorción física (fuerza de enlace y entalpía de adsorción) son similares a las de un proceso de condensación, con energías de adsorción pequeñas y exotérmicas. Por su parte, en la adsorción química se producen enlaces de tipo covalente.

Materiales adsorbentes

La utilización de sólidos adsorbentes podría ser una alternativa viable para la captura de CO₂ en los gases de combustión de centrales térmicas frente a las tecnologías de absorción, aunque para ello es preciso emplear materiales altamente eficientes. En una definición amplia, se considera que el sólido adsorbente debe presentar una elevada capacidad de adsorción de CO₂ (superior a 90 mg CO₂/g ads), una alta selectividad hacia dicho componente en la mezcla gaseosa (debido a la baja presión parcial del CO₂ en gases de combustión) y que se disponga de un amplio intervalo de condiciones de operación, incluyendo las temperaturas a las que se pueden llevar a cabo adsorción y desorción. De entre los materiales más estudiados destacan los siguientes:

Zeolitas. Son aluminosilicatos cristalinos porosos constituidos por tetraedros de [SiO₄] y [AlO₄] que forman una estructura tridimensional estable. Se han usado ampliamente en operaciones de separación, principalmente debido a su extraordinaria capacidad de actuar

como tamices moleculares. La presencia de átomos de aluminio introduce cargas negativas en la red, que son compensadas por cationes, generalmente alcalinos, que se sitúan en la estructura porosa y pueden ser intercambiados. De esta manera, las zeolitas pueden adsorber una gran cantidad de gases, incluyendo moléculas ácidas como el CO_2 . En la actualidad existen más de 200 estructuras indexadas por la Asociación Internacional de Zeolitas (IZA), de las cuales unas 70 están presentes en la naturaleza. La adsorción física es el proceso dominante en la adsorción de CO_2 sobre estos materiales y se han descrito, por ejemplo, capacidades de hasta 216 mg $\text{CO}_2/\text{g ads}$ a 0°C y 0,1 bar. No obstante, el aumento de la temperatura o la presencia de humedad reducen notablemente la capacidad de adsorción de las zeolitas, lo cual limita de manera significativa su aplicación en procesos industriales. A modo de ejemplo, se han descrito capacidades de adsorción de CO_2 de 118,8 y 54,6 mg $\text{CO}_2/\text{g ads}$ a 1 bar y temperaturas de 50 y 100°C respectivamente.

Carbones activados. Estos materiales son adsorbentes comúnmente conocidos y, al igual que las zeolitas, presentan una gran capacidad para la adsorción física de CO_2 . Los carbones presentan como ventaja adicional su bajo costo, debido a la amplia disponibilidad de fuentes para su producción. Sin embargo, dado que el proceso dominante es la adsorción física, su capacidad de adsorción disminuye considerablemente al aumentar la temperatura o reducir la presión parcial del gas. Además, presentan una selectividad muy baja hacia el CO_2 en presencia de vapor de agua u otros gases, aunque se han registrado capacidades de adsorción de CO_2 de hasta 150 mg $\text{CO}_2/\text{g ads}$ con carbones activados a temperatura ambiente.

Óxidos metálicos. Son adsorbentes químicos de CO_2 , ya que la naturaleza ácida de este gas facilita su adsorción química sobre los sitios básicos de ciertos óxidos metálicos, como los alcalinos (Na_2O y K_2O) y alcalinotérreos (MgO y CaO). Los procesos de carbonatación-calcinación parten de óxidos MO (donde M puede ser Mg, Ca, Sr y Ba), de entre los cuales, se emplean mayoritariamente los de calcio y los de magnesio. Estos óxidos metálicos presentan una alta selectividad al CO_2 y grandes capacidades de adsorción, pero la temperatura de trabajo necesaria es elevada, habitualmente superior a 450°C . Los óxidos de metales alcalinos alcanzan capacidades menores de adsorción de CO_2 que los de calcio y

precisan de mayor energía para recuperar el CO₂ durante la etapa de desorción. En cuanto a los carbonatos de potasio y litio, reaccionan rápidamente con CO₂, pero también presentan problemas en la regeneración y necesitan vapor de agua para llevar a cabo las reacciones con CO₂.

Zirconatos de litio. Como alternativa a los carbonatos de potasio y litio, se ha propuesto recientemente una nueva clase de estructuras inorgánicas de litio, tales como los silicatos (Li₄SiO₄) y zirconatos (Li₂ZrO₃). Estos materiales han atraído un gran interés debido a su gran selectividad al CO₂ y sus elevadas capacidades de adsorción, hasta 280 y 360 mg CO₂/g ads, respectivamente, en gases a alta temperatura (400-600°C). Las zeolitas y los carbones activados necesitan temperaturas bajas o presiones parciales de CO₂ relativamente altas para conseguir resultados de adsorción de CO₂ aceptables. A temperaturas intermedias (200-500°C), se encuentran las hidrotalcitas, con bajas capacidades de adsorción de CO₂ en general. A partir de 400°C y hasta unos 700°C, los óxidos de calcio y los zirconatos y silicatos de litio, presentan grandes capacidades de adsorción. Sin embargo, la elevada temperatura de trabajo hace que habitualmente se desestime el empleo de estos materiales para la captura de CO₂ post-combustión.

Absorción

La absorción consiste en la disolución de un soluto volátil desde una fase gaseosa a una fase líquida. La fuerza impulsora del proceso es la diferencia de concentración en cada fase con respecto a la de equilibrio. En el caso que nos ocupa, la captura de CO₂ por absorción se basa en el empleo de disoluciones acuosas alcalinas. En función de la interacción del soluto con el líquido absorbente se distingue entre absorción física y absorción química.

Absorción física

No existe reacción química entre el soluto (gas) y el absorbente, por lo que la cantidad de gas absorbido en el líquido en bajas concentraciones responde a la ley de Henry (Sanz 2013) de tal manera que la masa de gas disuelta aumenta proporcionalmente con la presión parcial del gas a temperatura y volumen constantes. La absorción física se emplea habitualmente como alternativa a la destilación para la separación de gases ligeros. Algunos

ejemplos son la absorción de amoníaco en agua o la deshidratación de gas natural por absorción del vapor de agua en disoluciones de glicoles. También existen procesos industriales para la absorción de CO₂. Los procesos Rectisol (metanol frío) y Selexol (derivados del nombre comercial de los absorbentes utilizados) se han empleado durante décadas para la purificación de gas natural mediante la absorción de CO₂ y H₂S. Para ello utilizan respectivamente metanol a bajas temperaturas (-40°C) y una mezcla de éteres di metílicos de poli etilenglicol.

De acuerdo con Aboudheir (2002) citado en Bello *et al.* (2005); Gale y Davidson (2002); Odenberger y Svensson (2003); Romero y Escosa (2006) y Jaureguiberry (2008) la absorción física y química con soluciones alcalinas son adecuadas para tratar grandes volúmenes de gas conteniendo CO₂, en particular la absorción física resulta adecuada para plantas de generación eléctrica de ciclo combinado (procesos en donde se genera electricidad mediante la utilización de 2 turbinas) en donde la concentración y la presión parcial del CO₂ son elevadas y el proceso de captación requiere menos energía y por consiguiente es más barato este proceso que la absorción química. Sin embargo la absorción física no es económicamente viable cuando la concentración y la presión parcial del CO₂ son bajas. En consecuencia, cuando la presión parcial del CO₂ es baja (13 kPa), por ejemplo en las plantas termoeléctricas, la opción más atractiva es la absorción química con soluciones acuosas de aminas con grupos funcionales OH unidos a su estructura química (alcanol aminas).

Absorción química

En la absorción química el soluto (gas) reacciona con un componente del solvente, por lo que la relación entre la masa del gas disuelto y la presión parcial del soluto no es proporcional, sino que está determinada por el equilibrio químico. Por consecuencia se consigue absorber grandes cantidades de soluto a bajas presiones parciales. Debido a ello, la absorción química se puede usar para capturar el CO₂ proveniente de gases de combustión, cuya presión parcial del CO₂ es de 13 a 15 kPa (Sanz 2013 y Yu Chu 2012) Los absorbentes (solventes) más empleados son las alcanol aminas en solución acuosa

debido a que la alcalinidad del grupo amino las hacen reaccionar rápidamente con el CO₂ (reacción exotérmica).

De acuerdo con Davison (2007), el solvente químico ideal para el proceso de captura de CO₂ debe tener las siguientes características:

- 1.- Alta reactividad con el CO₂ lo que reduciría los requisitos de altura del absorbedor y/o reducir las tasas de flujo de circulación del solvente.
- 2.- Bajos costos de regeneración (con base en un bajo calor de reacción con el CO₂).
- 3.- Alta capacidad de absorción, lo cual influye directamente en los requisitos de caudal de circulación del solvente.
- 4.- Alta estabilidad térmica para reducir la degradación del solvente y disminuir los residuos del solvente debido a la degradación térmica y química.
- 5.- Tener poco impacto en el ambiente.
- 6.- Tener bajos costos, ser fácil y barata su producción.

La tecnología para separar CO₂ de los gases de combustión mediante absorción química utilizando alcanol aminas (Abu-Khader 2006, Bello e Idem 2006, Idem *et al.* 2006, Tobiesen *et al.* 2007, Uyanga e Idem 2007, Lee *et al.* 2008, You *et al.* 2008, Rochelle *et al.* 2011 y Conway *et al.* 2014, 2015) ha sido desarrollada y aplicada durante décadas, de estos trabajos se concluye que la captura de CO₂ es un proceso factible de aplicar en centrales eléctricas, sin embargo se tienen algunos obstáculos que se deben de tomar en cuenta como son: La pérdida por vaporización de amoniaco (NH₃), producto de las primeras reacciones de oxidación de la EA, generando en consecuencia el decremento de la concentración de la EA y por consiguiente menor eficiencia en la captación del CO₂. La pérdida de NH₃ puede evitarse o reducirse adicionando al proceso algunos aditivos como son las sales químicas, compuestos que reducen la presión parcial del NH₃ evitando o reduciendo su vaporización, sin embargo las sales afectan considerablemente la solubilidad del CO₂ por lo que You *et al.* (2008) no recomiendan su uso, en su lugar sugieren usar aminas primarias, secundarias, terciarias, aminas con impedimento estérico, piperazina, aminas con grupo funcional OH, KOH, y NaOH, ó tal vez alguno de los siguientes aditivos químicos; el 2-amino-2-metil-1-

propanol, 2-amino-2-metil-1,3-propanodiol, 2-amino-2-etil-1,3 propanodiol y el trihidroximetil amino metano, con lo cual se reduce la pérdida de NH_3 y se mejora notablemente la captación de CO_2 .

Por otro lado, después de captar el CO_2 se formarán varios subproductos (Chapel *et al.* 1999; Strazisar *et al.* 2001; Smith *et al.* 2002; Goff y Rochelle, 2004; Bello e Idem, 2005 y 2006) entre los cuales se pueden mencionar aminas primarias y secundarias, ácidos carboxílicos, compuestos de elevado peso molecular como dímeros de aminas y oligómeros, que representan problemas como la degradación, la reposición de la EA, la corrosión del equipo y la disposición de los subproductos finales (por su toxicidad). Por ejemplo, al reaccionar las aminas alifáticas como la EA con el NO y/o el NO_2 se pueden formar nitrosaminas, compuestos que aunque no existen evidencias directas de que causen cáncer en el humano, son potentes carcinógenos en animales (Jaramillo 2001). Se sabe que la mayoría de las amidas (derivados de aminas) son completamente inocuas, sin embargo algunas de ellas son clasificadas por la Agencia Internacional para la Investigación sobre el Cáncer como probable carcinógeno. Si bien existe una gran cantidad de información acerca del metabolismo de algunas amidas, la naturaleza de sus efectos tóxicos aún no se ha explicado a nivel molecular o celular. (Enciclopedia de Salud y Seguridad en el Trabajo 2016). Aunque el NH_3 no es tóxico para el ser humano ya que este lo metaboliza y lo excreta por medio de la orina, afecta a los peces tanto directa como indirectamente, con algunas especies más susceptibles a la toxicidad del NH_3 que otras, es por eso que se le considera “peligroso para el ambiente”, a concentraciones menores a 0.05 mg/L es perjudicial para las especies de peces y puede afectar negativamente al crecimiento y las tasas de conversión del alimento, la reducción de la fecundidad y la fertilidad y aumentar el estrés y la susceptibilidad a las infecciones bacterianas y enfermedades. A concentraciones mayores a 2.0 mg/L, el NH_3 causa letargo extremo y la muerte de los peces. (water/wastewater 2015).

De acuerdo con Chapel *et al.* (1999) en el proceso de captación de CO_2 con EA se pueden presentar algunos efectos nocivos de los gases, como lo son entre otros: la acción oxidante del O_2 que se puede evitar usando inhibidores o compuestos secuestradores de oxígeno

como la 2 hidroxil etil glicina (bicina), el ácido etileno diamino tetra acético (EDTA) y los iones Fe^{2+} (Chi y Rochelle 2002). La degradación de la EA por reacción con los SO_x se puede reducir instalando en el proceso un lavador con agua.

Generalmente los problemas de corrosión por SO_x y NO_x se presentan cuando sus concentraciones son superiores a 10 ppm, en el proceso real de captación de CO_2 estos valores se superan con mucho, sin embargo es necesario hacer las siguientes consideraciones:

- a) Concentraciones de SO_x en el intervalo de 100 hasta 5000 ppm se podrían llevar hasta 10 ppm, utilizando algunos agentes neutralizantes como la sosa cáustica.
- b) En el caso de los NO_x , el principal componente es el NO_2 el cual reacciona con la EA formando ácido nítrico y sales estables. Pero sólo el 10 por ciento de los NO_x corresponde a los NO_2 y solamente una fracción de los NO_2 se absorbe en el solvente. En general, la producción de los NO_x se espera reducir controlando la temperatura del proceso.

De acuerdo con Chapel *et al.* (1999) en condiciones normales de operación, las concentraciones de EA oscilan entre 15–20 % en peso, concentraciones en las cuales se presentan los problemas de corrosión. Por ello es necesario conocer constantemente las concentraciones de EA y adicionar las cantidades que permitan tener concentraciones por arriba de estos valores.

Los carbamatos de aminas son conocidos como agentes complejantes de metales como el hierro generando compuestos que favorecen la corrosión del equipo, sin embargo la formación de este tipo de carbamatos se pueden disminuir usando como inhibidores de corrosión sales de cobre o de vanadio (Goff y Rochelle, 2004 y Bello e Idem 2006). Entre algunas otras consideraciones útiles para disminuir la corrosión del equipo, sería reducir la concentración de los NO_x hasta concentraciones menores a 1 ppm en la columna absorbadora, mantener la temperatura del proceso lo más baja posible y eliminar constantemente los sólidos en suspensión. Es importante resaltar que el éxito del uso de los inhibidores de la corrosión depende de muchos factores del proceso, por lo que

generalmente se tienen que ir haciendo experimentos hasta encontrar el más adecuado. Por ejemplo Bello e Idem (2006) y Uyanga e Idem (2007) encontraron que empleando como inhibidor de la corrosión al NaVO_3 la degradación de la EA fue mayor que en el sistema en el cual no se usó este compuesto químico bajo las mismas condiciones de proceso.

Las pérdidas por volatilidad son las menos significativas ya que la presión de vapor de la amina (0.4 mmHg a 20°C) es baja en las condiciones de operación normales tanto en el absorbedor como en la columna de desorción. En el caso de que se diera, un lavado con agua podría ser suficiente para evitar este problema.

Es necesario enfatizar que antes de iniciar el proceso de captura por absorción química se debe de tener la seguridad de no tener otros gases ácidos como el NO_2 y el SO_2 ya que pueden reaccionar con el solvente, por ejemplo con la 2-amino etanol (EA) y formar sales estables, particularmente nitratos y sulfatos, afectando la eficiencia del proceso. Las principales aminas que se están empleando son: primarias (EA), secundarias (2,2' imino di etanol, DEA) y terciarias (2,2',2'' Nitrilo tri etanol, TEA), teniendo en consideración algunas ventajas y desventajas entre ellas que permiten decidir cuál de ellas emplear en cada caso particular, por ejemplo como la reactividad de la amina disminuye a medida que tiene más sustituyentes las aminas primarias y secundarias captan más rápidamente el CO_2 y se pueden tratar grandes volúmenes de gas, sin embargo tienen limitaciones de captura (0.5 mol de CO_2 /mol de amina), mientras que en las aminas terciarias esta proporción es de 1.0 mol de CO_2 /mol de amina. Por otro lado las aminas terciarias son menos corrosivas y se degradan en menor proporción, además el costo de regeneración de la amina terciaria es menor que el de las aminas primarias y secundarias. Resulta interesante mencionar que las alcohol aminas primarias y secundarias reaccionan rápidamente con el CO_2 para formar carbamatos, (ecuación 1) mientras que las terciarias al no tener un átomo de hidrógeno intercambiable son poco reactivas con el CO_2 lo cual facilita la hidrólisis del CO_2 para formar bicarbonatos (ecuación 2), además el calor de reacción en la formación del bicarbonato es menor que el de la formación del carbamato, por ello al mezclar aminas terciarias como la metil dietanol amina (MDEA) con aminas primarias o secundarias se reducen los costos de regeneración. Por ejemplo, al mezclar la EA con la MDEA esta

última no reacciona tan rápidamente con el CO₂ como lo hace la EA, pero la mezcla tiene una capacidad de absorción mayor y se requiere menos energía para la regeneración de la amina y la liberación del CO₂ capturado comparado con el caso de usar solamente EA.



Donde R = C₂H₄OH, se utilizan 2 moles de amina para capturar una mol de CO₂.



La EA es la amina más utilizada debido a su relativamente bajo costo en el mercado y a su fácil recuperación, además de que su grupo hidroxilo contribuye a reducir la presión de vapor de tal modo que aumenta la solubilidad del CO₂ en el agua y a que la alcalinidad del grupo amino la hace reaccionar rápidamente con el CO₂ y por consecuencia hay una buena captación del CO₂ (Bello e Idem 2005, Uyanga e Idem 2007, Lee *et al.* 2008, Delfort *et al.* 2011, Lepaumier *et al.* 2011 y Voice y Rochelle 2011). Además de acuerdo con Davison (2007) y Yu *et al.* (2012) con presiones parciales de CO₂ entre 3 y 15 kPa se tienen condiciones adecuadas para usar aminas en solución acuosa para capturar CO₂; sin embargo en consecuencia el volumen del gas de combustión a tratar y el tamaño del equipo deben de ser relativamente grandes. Históricamente la EA al 30 % en solución acuosa se ha venido usando como estándar en la evaluación de la captura de CO₂ de los gases de combustión debido a su capacidad de absorción de aproximadamente 50 % y a que en ésta concentración se limita su viscosidad y su potencial de corrosión en los equipos convencionales de las plantas de captura (Bello e Idem 2005, Delfor *et al.* 2011 y Rochelle *et al.* 2011).

De manera general, el método consiste en exponer el flujo del gas de combustión en una columna absorbidora con una amina en solución (EA, DEA o TEA) el CO₂ es capturado o retenido de acuerdo con la ecuación (1), la amina (base débil) reacciona con el CO₂ (ácido débil) para formar una sal soluble (carbamato), la reacción es reversible al aumentar la temperatura del proceso en una columna de desorción para liberar el CO₂.

Entre las desventajas para usar la EA de acuerdo con Davison (2007) y Conway *et al.* (2015), se puede mencionar su degradación térmica la cual ocurre a temperaturas mayores a 205°C, su degradación oxidativa y su degradación al reaccionar con los componentes del gas de combustión como el SO₂. Al respecto Uyanga e Idem (2007) observaron que al aumentar la concentración de SO₂ se incrementa la degradación de la EA, así como los costos de regeneración y se acentúan los problemas de corrosión del equipo. Por estos inconvenientes, se están estudiando y desarrollando nuevos solventes para hacer más eficiente el proceso de captura, evitar la pérdida del solvente y disminuir los costos de regeneración. Entre los nuevos solventes se mencionan, la piperazina (PZ, 1,4 diazo ciclo hexano) diluida y concentrada (Freeman *et al.* 2009, Freeman *et al.* 2010 y Wu *et al.* 2014), la PZ mezclada con carbonato de potasio, K₂CO₃ (Wang *et al.* 2011), algunos derivados de aminas como la MDEA, o bien mezclas de las aminas con o sin sus derivados y aminas con impedimento estérico (Conway *et al.* 2014, 2015), el NH₃ (Darde *et al.* 2010) y recientemente se están desarrollando investigaciones sobre el potencial de líquidos iónicos (ILs) (Wappel *et al.* 2010 y Lu *et al.* 2012) así como de la aplicación de solventes híbridos (Gervasi *et al.* 2014) en la captura de CO₂.

SELECCIÓN DEL SISTEMA MÁS ADECUADO

De acuerdo con Sánchez *et al.* (2006), el sistema de captura de CO₂ debe de ser compatible para corrientes de gases con concentraciones bajas de CO₂ (menor de 15 %); en las centrales eléctricas las corrientes de CO₂ son bajas debido a que las turbinas de gas trabajan con proporciones muy altas de aire/combustible y el combustible utilizado es generalmente gas natural, combustible que produce la fracción de CO₂ más pequeña. Esto excluye automáticamente el uso de membranas selectivas, porque su habilidad de separar un gas en una mezcla de gases se reduce considerablemente en concentraciones bajas y además se requieren membranas muy grandes. Además algunas membranas se deben de utilizar en niveles bajos de temperatura, y esto no es posible en gases procedentes de centrales eléctricas, ya que estos no se pueden llevar a la temperatura ambiente ni menor. Así también, la temperatura elevada de los gases de salida de las turbinas (200°C) descarta el uso de los sistemas criogénicos. De hecho los criogénicos son efectivos para gases almacenados en el ambiente, con temperaturas de los gases muy bajas, con una concentración alta del gas a separar y sin presencia de agua, además cuando la concentración del CO₂ es baja se requiere un consumo elevado de energía para capturar al CO₂. También debido a su baja selectividad se descartan los sistemas basados en la adsorción física, además de que presentan problemas en gases con baja concentración de CO₂. Por consiguiente, los dos sistemas restantes la absorción química y absorción física mediante un absorbente líquido, son las técnicas mejor definidas para la captura de CO₂. Los sistemas químicos tienen la ventaja frente a los sistemas físicos de que presentan un costo operacional más bajo. Además el proceso de extracción, que sigue a la absorción, necesita menos energía para el caso de sistemas químicos. En conclusión, la absorción y extracción química es la técnica mejor considerada.

APLICACIONES DEL DIÓXIDO DE CARBONO CAPTURADO.

El CO₂ capturado puede ser purificado hasta garantizar la calidad que se requiera para su uso final, por ejemplo se puede alcanzar una pureza final de aproximadamente 99.99 % para utilizarse en la industria de los alimentos o en su caso alcanzar una pureza menor para otros usos. El CO₂ como subproducto puede tener varias aplicaciones y ser comercializado según el estado en el que se encuentre, como se detalla a continuación (IPCC 2005 y Sánchez *et al.* 2006)

CO₂ gas.

Una gran proporción (aproximadamente 50 %) de todo el CO₂ recuperado se utiliza en el punto de producción de productos químicos comerciales, principalmente urea (producto empleado principalmente en fertilizantes) y etanol. Una de las aplicaciones más importantes cerca del punto de producción es la de aumentar la recuperación del petróleo, aplicación desarrollada en Estados Unidos. Debido a que el CO₂ es un gas relativamente barato, además de que tiene ciertas ventajas como el que los núcleos de carbono y de oxígeno poseen pequeñas secciones eficaces de captura neutrónica, no ofrece peligro de toxicidad ni de explosión, características que lo han hecho adecuado para que entre otros países Inglaterra lo utilice como refrigerante en reactores de potencia del tipo Calder Hall (Glasstone 2005). También se utiliza como gas de protección de soldaduras, cuya función es proteger la zona a soldar del ataque del oxígeno, nitrógeno e hidrógeno. Las alternativas al CO₂ en esta aplicación son los gases nobles principalmente el Ar, sin embargo los costos son mayores.

CO₂ líquido.

Los usos de CO₂ en estado líquido son los más variados. Previamente a la licuefacción del CO₂ éste se ha de purificar. Se utiliza carbón activo para eliminar olores y sabores. También es importante el secado del gas, mediante alúmina activada o gel de sílice. La temperatura crítica es de 31°C y la presión crítica de 73.77 bar, por lo que debe ser licuado a cualquier temperatura entre 31°C y su punto triple (-56.6°C). Una aplicación extendida es la obtención de atmósferas inertes. En el manejo y transporte de alimentos envasados. El

Envasado en Atmósfera inerte o Protectora consiste en un proceso en el que la atmósfera de envasado de los alimentos ha sido modificada respecto de la atmósfera terrestre. Gracias a este proceso se consigue prolongar la vida útil de los productos alimenticios envasados. Lo que se realiza en este proceso es la inyección de un gas o grupo de gases adecuados en función de las propiedades del alimento, los elementos o compuestos en estado gaseoso que principalmente se emplean son el dióxido de carbono, nitrógeno y oxígeno, la pérdida de aroma o el crecimiento de bacterias se puede prevenir mediante el uso de CO₂, en el embotellado y transporte de cerveza, en el empaquetado de café, en el transporte de frutas, vegetales y cereales, La naturaleza no tóxica del CO₂ es obviamente muy importante, compitiendo con el nitrógeno en esta aplicación. El CO₂ presenta una moderada solubilidad en agua (1.7163 vol/vol a 1 bar y 0°C), y se hace uso de esta propiedad en la producción de bebidas alcohólicas (cerveza) y no alcohólicas (agua mineral). Ésta fue la primera gran aplicación del CO₂. El agua carbonatada, conocida comúnmente como soda, es un agua a la que se añade dióxido de carbono, análogamente a lo que se hacía antiguamente al añadir bicarbonato de sodio a la limonada pero llevado a una escala industrial. El proceso consiste en disponer agua a una elevada presión y posteriormente introducir el CO₂ (de 6 a 8 g/L). Gracias a la presión a la que está el agua, se disuelve una mayor cantidad de CO₂.

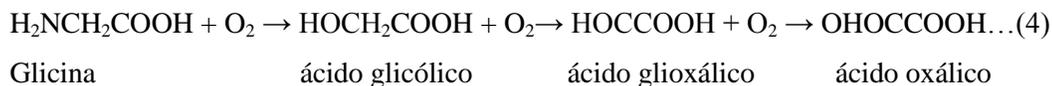
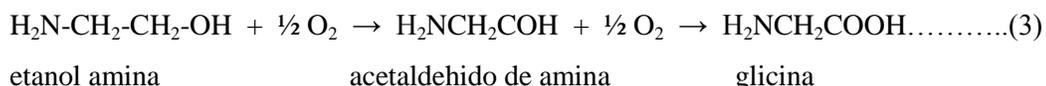
Es muy útil en la extinción de incendios (eliminando el oxígeno para el fuego), porque es más pesado que el aire y extremadamente estable. Una aplicación derivada de su acción en la naturaleza es la mejora del crecimiento de las plantas, seguida sobre todo en, Reino Unido y Holanda por los agricultores de frutas y verduras. Introducen el gas en sus invernaderos para aumentar los niveles que normalmente se encuentran en el aire (por ejemplo, 100 mg/kg comparado con 300 mg/kg). Las plantas responden asimilando una mayor cantidad de CO₂ con aumentos del rendimiento de hasta un 15 %. También se utiliza como agente neutralizante en operaciones de mercerización en la industria textil, con mejor resultado que el ácido sulfúrico, se utiliza en la obtención de carbón, siendo alimentado en la mina para que la rápida expansión rompa el carbón y finalmente en la extracción a altas presiones de productos naturales como disolvente para aislar aromas o fragancias particulares, como la cafeína, la grasa de cacao y la extracción de insecticidas en cereales entre otros.

CO₂ sólido.

El rango de refrigeración del CO₂ sólido se extiende hasta -78°C a presión atmosférica. Se usa en estado sólido porque no deja ningún residuo al evaporarse, no es pesado y puede ponerse en contacto directo con los alimentos. El CO₂ sólido está siendo sustituido por el CO₂ líquido el cual se está produciendo a gran escala. Los usos en los que aún esté favorecido en estado sólido son muy pocos, donde el peso es un factor importante, como en el transporte de alimentos refrigerados por carretera o aire.

DEGRADACIÓN OXIDATIVA DE LA ETANOL AMINA

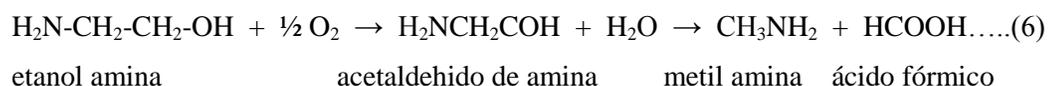
En condiciones ideales, la EA no sufriría degradación alguna y se podría reciclar en su totalidad en el proceso, sin embargo en condiciones reales está expuesta a varios tipos de degradación (Chi y Rochelle, 2002; y Goff y Rochelle, 2004), principalmente la térmica y la oxidativa. La degradación térmica ocurre normalmente a temperaturas mayores de 200 °C, por lo que podría no ser significativa, contrario a la degradación oxidativa que se considera de gran importancia. Es necesario mencionar que a pesar de haberse realizado varios trabajos sobre los mecanismos de la degradación oxidativa de la EA, estos todavía no se definen con claridad y pueden en algunos casos ser sencillos o bien extremadamente complicados, para fines prácticos se mencionan algunos mecanismos básicos y representativos, por ejemplo en los estudios realizados por Rooney *et al.* (1998); citado en Strazisar *et al.* (2001 y 2003); Kohl y Nielsen, (1997); citado en Bello *et al.* (2005), la degradación de la EA en presencia de oxígeno, genera como productos, entre otros, a los ácidos fórmico, oxálico y glicólico, amonio, piridinas, aminas, aldehídos sustituidos y polímeros de elevado peso molecular (diaminas sustituidas) que no pudieron ser plenamente identificados. Por su parte Rooney *et al.* (1998); citado en Bello e Idem (2005); proponen 3 mecanismos para la degradación oxidativa de la EA; uno de ellos se inicia con la oxidación por oxígeno de la EA para formar un acetaldehído de amina que al reaccionar con oxígeno genera una molécula de glicina, compuesto que también reacciona con oxígeno para formar el ácido glicólico el cual por oxidaciones subsecuentes forma finalmente el ácido oxálico.



En el segundo mecanismo la EA reacciona con amonio para formar el alcohol vinílico y subsecuentemente dar origen a una molécula de acetaldehido para finalmente dar lugar al ácido acético.



El tercer mecanismo parte de la EA y vía el intermediario acetaldehído de amina se llega a la formación de metil amina y ácido fórmico.



Por otro lado Goff y Rochelle (2004) obtienen como productos de la degradación de la EA al amonio, formaldehído, ácido acético, ácido glicólico, ácido fórmico, CO, CO₂ y ácido oxálico, proponiendo 2 mecanismos diferentes para formación de cada uno de estos compuestos químicos, sin embargo consideran que estos mecanismos son todavía inciertos.

Resulta importante mencionar que las diferentes variables del proceso como la presión, temperatura, tiempo de proceso y/o de reacción, tipo y concentración de los gases involucrados, entre otros, son factores que influyen significativamente en la tasa y la forma en que se degrada la EA y por consiguiente en la formación de los productos finales, por ejemplo los estudios realizados por Yazvikova *et al.* (1975), citado en Strazisar *et al.* (2001) fueron dirigidos a conocer los mecanismos de reacción y la formación de productos de la degradación de la EA en presencia de CO₂, en estos trabajos se concluye que la degradación de la EA se inicia con la formación del carbamato de etanol amina compuesto que al condensarse forma la 2 oxazolidona, que a su vez reacciona con otra molécula de EA para formar 1-(2 hidroxil etil) imidazolidona, que al hidrolizarse forma CO₂ y la hidroxil etil en diamina, compuesto que se degrada para formar grandes moléculas de diaminas sustituidas, caracterizadas de manera general como material polimérico. Así también Bello e Idem (2005) experimentaron el sistema EA-H₂O-O₂ con concentraciones de EA de 5 mol a una temperatura de 120 °C y tiempo de proceso o de 135 h con alimentación de oxígeno a 250 y 350 kPa, obteniendo en el caso de 250 kPa 19 productos finales, mientras que a 350 kPa se identificaron 31 productos finales, siendo en su mayoría diferentes en ambos procesos aún y cuando algunos de estos productos como el ácido fórmico y la 3 metil piridina se obtuvieron en ambos procesos. Una de las conclusiones de este trabajo es que

los mecanismos de formación y degradación de la EA son completamente diferentes en todos los sistemas estudiados. De acuerdo con Strazisar *et al.* (2003) citado en Bello e Idem (2006), en los mecanismos de degradación propuestos por varios investigadores no se involucran todos los productos finales sino que solo se refieren a la formación de algunos de ellos y a condiciones de proceso muy particulares y controladas, en donde por ejemplo se alimenta por separado el CO₂ y el O₂ o bien en donde se considera la participación conjunta de ambos reactantes. A este respecto, Supap *et al.* (2001) y Bello e Idem (2005 y 2006), afirman que para comprender y prevenir la degradación de la EA así como evitar la formación de subproductos no deseados, es necesario realizar estudios que involucren la participación de cada uno de los gases del sistema, la identificación de los productos formados, la estequiometría y cinética de los mecanismos de reacción en la degradación de la EA.

Bello e Idem (2006) realizaron estudios sobre la cinética de la degradación oxidativa de la EA y la formación de sus productos finales, realizando experimentos bajo las siguientes condiciones de proceso: Concentraciones de EA de 11.4 y 17.9 mol, alimentación de oxígeno a 250 y 350 kPa, concentraciones de CO₂ para tener una relación de 0.44 mol de CO₂/mol de EA y temperaturas de 328 y 393 °K en ausencia y presencia del catalizador para la corrosión (NaVO₃), sus resultados les permitieron concluir que en presencia del inhibidor, al aumento de la concentración de la EA, de la temperatura y de la presión de O₂, se aumenta la degradación de la EA. En contraste, al aumentar la alimentación de CO₂ la degradación de la EA es menor. El modelo cinético para explicar la degradación oxidativa de la EA con y sin alimentación de CO₂ y en presencia o ausencia del inhibidor para la corrosión en cada uno de los procesos lo obtuvieron tomando como base los productos finales determinados experimentalmente y los mecanismos de degradación de la EA propuestos anteriormente por Lawal *et al.* (2005). De acuerdo a su modelo cinético la degradación de la EA se pondera en el siguiente orden:

- 1.- La reacción de la EA con el O₂.
- 2.- La conversión de los productos intermediarios en productos estables.

3.- La reacción de los productos intermediarios con el O_2 para formar productos estables y otros intermediarios.

4.- La reacción de productos intermediarios con el O_2 para formar otros productos.

5.-La reacción de los productos intermediarios con el CO_2 para formar otros productos.

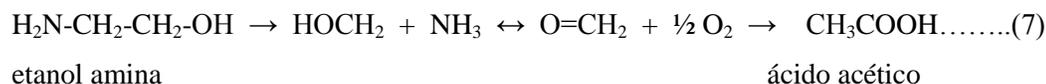
6.- La reacción de la EA con CO_2 para formar un intermediario.

7.- La conversión adicional de otros intermediarios para formar otros productos.

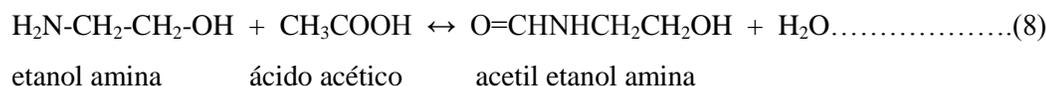
Entre sus conclusiones vale la pena resaltar el hecho de que cuando se alimenta CO_2 al sistema EA- H_2O - O_2 - CO_2 el CO_2 actúa como inhibidor de la degradación de la EA.

La mayoría de los trabajos en esta área, han sido realizados a nivel laboratorio en donde se tienen condiciones controladas. Actualmente se están desarrollando de manera creciente estudios en gases de combustión (gases de chimenea). En este caso, de acuerdo con Bello e Idem (2005); Idem *et al.* (2006); Uyanga e Idem (2007) y Lee *et al.* (2008), el proceso es mucho más complicado debido a la presencia de mezclas de gases como el oxígeno 4 %, CO_2 15%, N_2 79 % y pequeñas cantidades de otros gases como el monóxido de carbono (CO), SO_x , NO_x y cenizas formadas principalmente por óxidos inorgánicos (SiO_2 , Al_2O_3 , Fe_2O_3 , CaO, Na_2O , MgO, K_2O y P_2O_5), motivo por el cual bajo estas condiciones se conoce muy poco de los mecanismos de degradación de la EA. Strazisar *et al.* (2003) con la finalidad de elucidar algunos mecanismos para la formación de los productos finales de la degradación de la EA, realizó estudios analíticos por cromatografía de gases-masas en muestras resultantes de la recuperación por calentamiento de la etanol amina usada para capturar CO_2 en gases de combustión de un calentador que emplea combustible fósil para generar energía eléctrica en una empresa química en Trona, California. Empresa que finalmente emplea el CO_2 captado en la producción de carbonato de sodio. Por los análisis de estas muestras se identificaron 17 productos de la degradación de la EA, algunos de ellos ya identificados con anterioridad por Yazvikova (1975). Con base en estas determinaciones analíticas Strazisar *et al.* (2003) están de acuerdo con Yazvikova (1975) en que la degradación oxidativa de la EA se inicia con la reacción del CO_2 con la EA para generar la 2 oxazolidona (determinada experimentalmente) compuesto que subsecuentemente da lugar

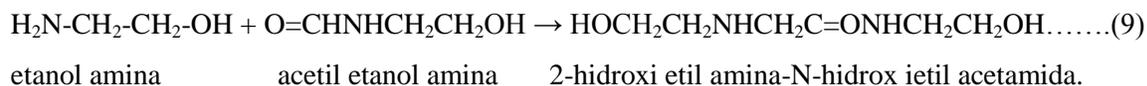
a la N-(2 hidrox)-etilen diamina. Así también la determinación de algunos ácidos carboxílicos (ácido acético, ácido propiónico y ácido butírico) y de amonio, compuestos que también fueron identificados previamente por Rooney *et al.* (1998) como productos de la degradación de EA con oxígeno y cuya formación Strazisar *et al.* (2003) explican con las siguientes reacciones:



Otro de los productos finales determinados experimentalmente fue la N-acetil etanol amina la cual se cree se forma como resultado de la reacción entre la EA y el ácido acético como se muestra en la siguiente reacción:



Así también se propone que las reacciones subsecuentes se realizan vía radicales catalizadas tal vez por cationes Fe^{3+} haciendo que otra molécula de EA reaccione con la N-acetil etanol amina para formar la 2-hidroxi etil amina-N-hidroxi etil acetamida.



Esta molécula puede formar un anillo de 6 átomos y por pérdida de agua entre el grupo alcohol y el correspondiente grupo amino se puede generar la 1-hidroxi etil-2-piperazinona o bien la 4 hidroxi etil-2-piperizinona.

Es importante señalar que la mayoría de los compuestos químicos observados por Strazisar *et al.* (2003) no habían sido identificados previamente en estudios de laboratorio, por lo que resulta claro que en un proceso que se realiza bajo las condiciones de planta se llevan a cabo reacciones químicas de degradación que no ocurren en los experimentos de laboratorio. Es necesario hacer notar que debido a que las muestras fueron tomadas en el

fondo de la columna de desorción, etapa en donde se tienen las temperaturas más elevadas del proceso y los productos de degradación son concentrados, es posible que algunos de estos productos se hayan formado en esta parte y no en el proceso de desorción. Así también cabe mencionar que algunos de los productos identificados pueden no ser representativos de la degradación oxidativa de la EA debido a que durante el proceso se utilizaron carbonato de sodio o hidróxido de sodio para liberar a la amina del carbamato o para minimizar la corrosión del equipo, compuestos que pueden reaccionar químicamente generando algunos otros productos diferentes a los esperados. Sin embargo, Strazisar *et al.* (2003) hacen la observación de que los mecanismos propuestos por su grupo son más significativos que los mecanismos propuestos por Yazvikova *et al.* (1975). Vale la pena enfatizar que resolviendo y/o minimizando la degradación oxidativa de la EA en el proceso de captación de CO₂ se tendrían grandes logros llevando implícito poder reciclar todo o gran parte de la EA, evitar contaminar el ambiente con productos tóxicos y/o evitar los costos de tratamiento de los mismos, así mismo evitar o minimizar la corrosión del equipo y hacer más eficiente el proceso disminuyendo los costos de operación, haciendo que el proceso sea más viable económicamente.

JUSTIFICACIÓN

Actualmente en México se están realizando estudios y actividades sobre investigación y desarrollo tecnológico sobre la captura y almacenamiento de dióxido de carbono de los gases de combustión, CAC, para mitigar el problema del cambio climático y mejorar la calidad del aire, en particular en el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares, ININ (Chávez 2014 y Moreno *et al.* 2015) y en el Instituto de Investigaciones Eléctricas, IIE, (González 2010 y González *et al.* 2010), por lo que los logros del trabajo desarrollado por el ININ y el IIE así como el sumar esfuerzos y aplicar los conocimientos adquiridos en la CAC en los sectores energéticos e industriales por quema de combustibles fósiles en sus procesos coadyuvará a que nuestro país tenga alternativas para cumplir con los compromisos del protocolo de Kyoto (1998) y con las recomendaciones del IPCC (2005), la Ley General del Cambio Climático (2015) y los compromisos de la Cumbre de París (Planelles 2015).

Puntualizando, en el ININ, se realizó investigación sistematizada en función de algunas variables del proceso de captura de CO₂, como determinar la cantidad de EA que reacciona con el aire y con el O₂ para precisar cuanta EA no participará en el proceso de captura. Es importante enfatizar que resolviendo o minimizando la pérdida de y/o la degradación de la EA se tendrían grandes logros como poder reciclar toda o parte de ella, evitar contaminar el ambiente con productos tóxicos y/o evitar los costos de tratamiento de los mismos, así como evitar o minimizar la corrosión del equipo disminuyendo los costos de operación, haciendo que el proceso de captura sea más viable económicamente.

Con los resultados obtenidos en este trabajo se pretende sentar una base sólida para implementar en el ININ una línea de investigación formal que ayude a mitigar los efectos del cambio climático.

HIPÓTESIS

La degradación y/o pérdida de la etanol amina en el proceso de captura de CO₂ ocurre principalmente debido a su interacción con el oxígeno y es lineal a los flujos de alimentación y a los tiempos de proceso.

OBJETIVOS

Objetivo general:

Identificar la participación del aire y del O₂ en la captura del CO₂, así como en la degradación y/o pérdida de la EA.

Objetivos específicos:

- 1.- Conocer la participación que tienen el aire y el oxígeno a diferentes flujos de alimentación en la pérdida de etanol amina en ausencia de CO₂.
- 2.- Determinar la cantidad de etanol amina que se pierde y/o se degrada al reaccionar con el aire y con el oxígeno a diferentes flujos de alimentación en ausencia de CO₂ y por lo tanto no participará en el proceso de captura.
- 3.- Determinar si la pérdida de EA es lineal a los tiempos de proceso.
- 4.- Evaluar el proceso de captura de CO₂ con etanol amina (EA) al 30 % en solución acuosa en el sistema: EA-H₂O-CO₂

METODOLOGÍA

Con la finalidad de evaluar el efecto de los gases de combustión en el proceso de captura de CO₂ con etanol amina (EA) al 30 % en solución acuosa y estudiar la pérdida y/o degradación de la EA se experimentaron los sistemas EA-H₂O-Aire y EA-H₂O-O₂, con el objetivo de establecer la contribución del aire y del O₂ en ausencia de CO₂. Así también se estudia la eficiencia de captura del CO₂ en el sistema EA-H₂O en función de diferentes flujos de alimentación de los gases componentes de los sistemas estudiados.

La metodología aunque tiene algunas variantes es muy similar en cada uno de los experimentos y sistemas estudiados y se describen en detalle en el texto correspondiente, sin embargo algunos aspectos son comunes y se pueden generalizar de la siguiente manera.

Previo al desarrollo experimental fue necesario realizar la calibración de los flujómetros para el suministro del O₂ alimentado de un cilindro Matheson No 46483T, del aire suministrado con una compresora Gast Modelo DOA-P109-FB y del CO₂ grado industrial UN1013 INFRA. La calibración de los flujómetros correspondientes se realiza mediante la técnica de la burbuja que se forma por la introducción del aire o de cualquier otro gas en un líquido con fundamento en el tiempo que tarda la burbuja en fluir un determinado volumen de aire o de gas por unidad de tiempo (**Figuras 1,2 y 3**).

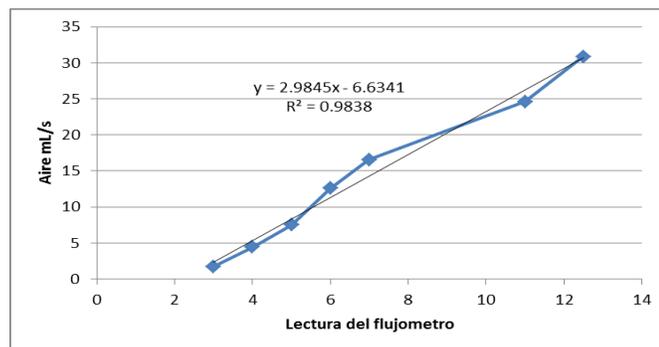


Figura 1.- Calibración del flujómetro Fischer y Porter 10A3665A, para aire a las condiciones atmosféricas de Salazar, México, 523 mm de Hg y 2950 msnm a 15°C.

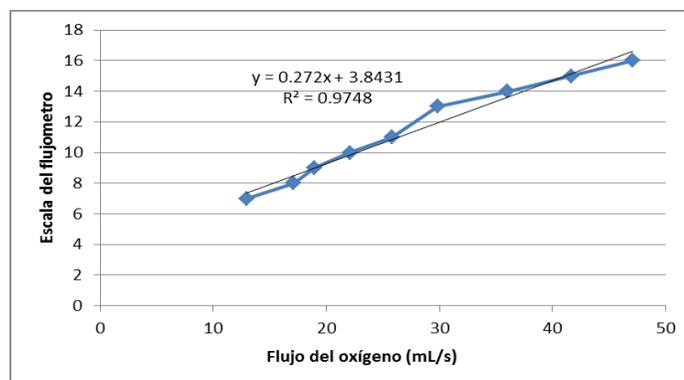


Figura 2.- Calibración del flujoómetro Gilmont tipo flotador No. de serie 57111-57115, para O₂ a las condiciones atmosféricas de Salazar, México, 523 mm de Hg y 2950 msnm a 15°C.

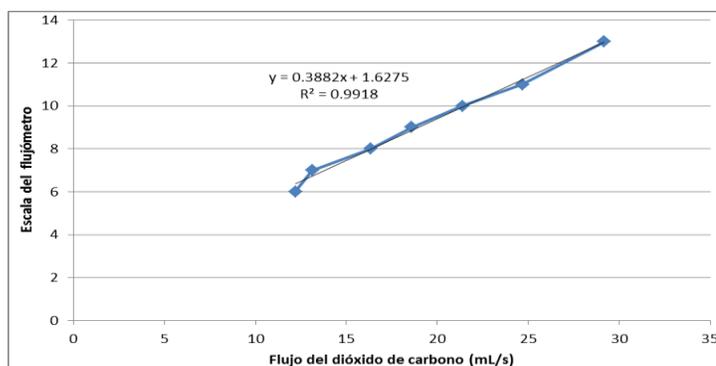


Figura 3.- Calibración del flujoómetro Fisher y Porter 10A3665A, para CO₂ a las condiciones atmosféricas de Salazar, México, 523 mm de Hg y 2950 msnm a 15°C.

La metodología, los resultados, la discusión y las conclusiones de la experimentación para determinar la participación del O₂ y del aire en la pérdida de etanol amina en los sistemas EA-H₂O-Aire, EA-H₂O-O₂ (**Figura 4**) se mencionan a detalle en el artículo publicado en la Revista Internacional de Contaminación Ambiental (Moreno *et al.* 2015).

De manera general, la experimentación para determinar la captura de CO₂ con etanol amina (EA) al 30 % se realizó a temperatura ambiente en el sistema EA-H₂O-CO₂ a diferentes flujos de CO₂ (**Figura 5**). Se inicia colocando EA al 99 % en solución acuosa, SIGMA ALDRICH, en un matraz de tres bocas, la temperatura inicial de la EA es de 13°C y pH de

14 unidades, solución madre con la que se preparan 2 L de EA al 30 % en solución acuosa, aproximadamente 5M, la EA se titula con HCl 5.0N valorado. Se alimenta el CO₂ según correspondan los flujos de alimentación, la reacción entre el CO₂ y la EA se incrementa la temperatura de la solución entre 24 y 26°C y el pH disminuye hasta 2 unidades. Durante todo el proceso se determina por diferencia cuanto del CO₂ es capturado por la EA por medio de una titulación invertida utilizando el CO₂ como reactivo limitante y una solución de Ba(OH)₂·8H₂O valorada como reactivo en exceso, así también durante todo el proceso se monitorea la temperatura de la reacción y el potencial de Hidrógeno. La reacción exotérmica de la EA con el CO₂ es de diferente magnitud para cada sistema por lo que el monitoreo de los parámetros señalados se realiza inicialmente cada 15 minutos durante la primer hora y posteriormente se realiza en cada hora hasta que la solución de EA alcanza la temperatura ambiente entre las 5 y 6 horas de proceso. Este procedimiento se sigue de igual manera en todos los experimentos.



Figura 4.- Experimentación para determinar la participación del O₂ y del aire en la pérdida de etanol amina en los sistemas EA-H₂O-Aire, EA-H₂O-O₂.



Figura 5.- Experimentación para determinar la captura de CO_2 con etanol amina (EA) al 30% a diferentes flujos simultáneos de CO_2 .

RESULTADOS

Se presentan los resultados en dos partes, en la primera se muestra el artículo científico **PÉRDIDA DE ETANOL AMINA EN LOS SISTEMAS EA-H₂O-AIRE Y EA-H₂O-O₂** aceptado y publicado en agosto del 2015 por la Revista Internacional de Contaminación Ambiental así como el artículo **CAPTURA DE CO₂ POR ABSORCIÓN QUÍMICA, ANÁLISIS DE LOS SOLVENTES EMPLEADOS: ESTADO DEL ARTE** enviado a la misma revista, el artículo publicado representa el 50 % del trabajo doctoral, en tanto que el enviado corresponde al 30%.

La segunda parte representa el 20 % restante y corresponde a los resultados que no han sido publicados hasta el momento:

- 1.- CAPTURA DE DIÓXIDO DE CARBONO CON ETANOL AMINA EN EL SISTEMA EA-H₂O-CO₂.**
- 2.- PREPARACIÓN DE LA COLUMNA DE ABSORCIÓN PARA LA CAPTURA DE CO₂.**
- 3.- LA DETERMINACIÓN DE LA ZONA DE CARGA E INUNDACIÓN DE LA COLUMNA DE ABSORCIÓN.**

PARTE 1

ARTÍCULO PUBLICADO

REVISTA INTERNACIONAL DE CONTAMINACIÓN AMBIENTAL

Ciudad Universitaria, 6 de febrero de 2015

Jaime Moreno Alcántara
Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares
México
PRESENTE



Por este medio tengo el agrado de comunicarle que su trabajo **PÉRDIDA DE ETANOLAMINA EN LOS SISTEMAS EA-H₂O-AIRE Y EA-H₂O-O₂**, bajo la autoría de Jaime Moreno Alcántara, Rosa Hilda Chávez Torres, Arturo Colín Cruz, Thelma Beatriz Pavón Silva, fue aceptado para su publicación en el Número 3, Volumen 31 de la Revista Internacional de Contaminación Ambiental, correspondiente al mes de agosto de 2015.

Atentamente

Dr. Rafael de Jesús Villalobos y Pietrini
Editor

<http://www.revistas.unam.mx/index.php/rica>

PÉRDIDA DE ETANOLAMINA EN LOS SISTEMAS EA-H₂O-AIRE Y EA-H₂O-O₂

Jaime MORENO ALCÁNTARA^{1,2*}, Rosa Hilda CHÁVEZ TORRES¹, Arturo COLÍN CRUZ² y Thelma Beatriz PAVÓN SILVA²

¹Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares, Carretera Federal México Toluca km 36.5, Ocoyoacac, Estado de México, México, C.P. 52750

²Universidad Autónoma del Estado de México, Facultad de Química. Paseo Colón esquina Paseo Tollocan, Toluca, Estado de México, México, C.P. 50120

*Autor para correspondencia: jaime.moreno@inin.gob.mx

(Recibido febrero 2014; aceptado enero 2015)

Palabras clave: captura de dióxido de carbono, absorción química

RESUMEN

Se evaluaron los sistemas EA-H₂O-aire y EA-H₂O-O₂ con el objetivo de establecer la contribución del aire y del O₂ en ausencia de CO₂ en la pérdida de etanolamina (EA) en una solución acuosa al 30 % para el proceso de captura de CO₂. Los experimentos se realizaron con suministro de aire y de O₂ a temperatura ambiente durante 16 h registrando cada 2 h el pH, la temperatura y la concentración de EA. La pérdida de EA en el sistema EA-H₂O-aire ocurrió durante las dos primeras horas, siendo mayor a flujos bajos en comparación con flujos altos. Con un flujo de 11.27 mL/s se perdió en promedio 10.5 %, mientras que con un flujo de 35.14 mL/s la pérdida fue de 2.44 %. La pérdida de EA disminuyó a medida que se incrementó el flujo de aire sin depender de los tiempos de suministro. La pérdida de EA en el sistema EA-H₂O-O₂ no fue significativa cuando el oxígeno se alimentó 16 h en los flujos estudiados.

Key words: CO₂ capture, chemical absorption

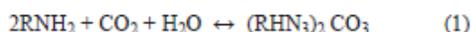
ABSTRACT

EA-H₂O-Air and EA H₂O-O₂ systems were evaluated in order to establish the contribution of air and O₂ in the absence of CO₂ in the loss of ethanolamine (EA) in an aqueous solution of 30 % for the CO₂ capture process. Experiments were performed with air supply flows and O₂ at room temperature for 16 h, every 2 h; pH, temperature and concentration of EA were recorded. EA loss in the EA-H₂O-air system occurred in the first two hours, being higher at low flows compared to high flows. With a flow of 11.27 mL/s was lost on average 10.5 %, whereas with a flow of 35.14 mL/s loss was 2.44 %. EA loss decreased as the air flow is increased, without depending on air supply times. EA loss in the EA-H₂O-O₂ system was not significant when oxygen was fed 16 h in the flows studied.

INTRODUCCIÓN

La contaminación del planeta es particularmente grave en lo que se refiere a la atmósfera, ya que no sólo afecta en forma directa a la salud de los seres vivos, sino que adicionalmente ha alterado las condiciones ambientales y climáticas (efecto invernadero). De acuerdo con Wang *et al.* (2011) el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) menciona que las concentraciones de dióxido de carbono (CO₂) en la atmósfera se han incrementado a partir de 1860, de 280 ppm a 316 ppm en 1958, y en 2005 se llegó al valor de 369 ppm. Por otro lado Yu *et al.* (2012) mencionan que en 2012 la concentración de CO₂ en la atmósfera fue de aproximadamente 400 ppm y con base en ello predicen que en caso de no tomar acciones que minimicen y controlen las emisiones a la atmósfera, la concentración global de CO₂ en 2100 será de 750 ppm. Al respecto el Panel Inter Gubernamental de Expertos Sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés; 2005), así como Abu-Khader (2006) argumentan que entre las principales opciones para mitigar y estabilizar las concentraciones atmosféricas del CO₂ está el proceso de su captura. Existen tres métodos para capturar el CO₂ generado por la quema de un combustible fósil primario (carbón, gas natural o petróleo), por la biomasa o por una mezcla de estos combustibles: 1) los sistemas de combustión oxígeno-combustible, 2) los sistemas de captación previa a la combustión y 3) Los sistemas de captación posterior a la combustión. Las distintas tecnologías de captura pueden ser utilizadas en las opciones comentadas, siendo la concentración y la presión parcial de CO₂ en el gas, los parámetros que justifiquen en mayor medida el empleo de una u otra opción.

De acuerdo con Supap *et al.* (2001), Strazisar *et al.* (2003), Goff y Rochelle (2004), Bello e Idem (2006), Uyanga e Idem (2007), You *et al.* (2008), Rochelle *et al.* (2011) y Vevelstad *et al.* (2011), la tecnología para separar CO₂ de los sistemas de captura posterior a la combustión (gases de chimenea) mediante absorción química utilizando alcanol aminas se ha desarrollado y aplicado durante décadas. De manera general, el método consiste en exponer el flujo de gas en una columna absorbidora con una amina en solución (etanol amina, 2,2' imino dietanol, bis,2-hidroxietyl metil amina, o bis,2-propanol amina, entre otras). El CO₂ es capturado o retenido de acuerdo con la ecuación (1), la amina (base débil) reacciona con el CO₂ (ácido débil) para formar una sal soluble (carbamato), la reacción es reversible al aumentar la temperatura del proceso en una columna de desadsorción para liberar el CO₂.



La etanol amina (EA) es la amina más utilizada debido a su bajo costo en el mercado y a su fácil recuperación, además de que su grupo hidroxilo contribuye a reducir la presión de vapor de tal modo que aumenta su solubilidad en el agua y la alcalinidad del grupo amino la hace reaccionar rápidamente con el CO₂. En consecuencia hay una buena captación de CO₂ (Bello e Idem 2005, Uyanga e Idem 2007, Lee *et al.* 2008, Delfort *et al.* 2011, Lepaumier *et al.* 2011 y Voice y Rochelle 2011). En condiciones ideales, la amina no sufriría degradación alguna y se podría reciclar en su totalidad en el proceso, sin embargo en condiciones reales está expuesta a varios tipos de degradación (Goff y Rochelle 2004), principalmente la térmica y la oxidativa. La degradación térmica ocurre normalmente a temperaturas mayores de 200 °C, por lo que para este trabajo no se considera significativa, contrario a la degradación oxidativa que será de gran importancia. Chapel *et al.* (1999) mencionan que la acción oxidante del O₂ ocasiona la degradación, la pérdida y el agotamiento de la EA y que en condiciones normales de operación sus concentraciones oscilan entre 15 y 20 % en peso. En dichas concentraciones se presentan problemas de corrosión y baja eficiencia de captura, por ello es necesario adicionar constantemente cantidades de EA que permitan superar estos valores. De acuerdo con Bello e Idem (2005), Idem *et al.* (2006), Uyanga e Idem (2007), Lee *et al.* (2008), Chanchev *et al.* (2011), así como Closmann y Rochelle (2011) la pérdida y degradación de la EA se acentúa cuando en los gases de combustión se tienen mezclas de como el O₂ en 4 %, CO₂ 15 %, N₂ 79 %, así como pequeñas cantidades de otros gases como el CO, SO_x, NO_x y cenizas formadas principalmente por óxidos inorgánicos (SiO₂, Al₂O₃, Fe₂O₃, CaO, Na₂O, MgO, K₂O y P₂O₅), como es el caso de una central eléctrica.

Investigadores como Chi y Rochelle (2002), Goff y Rochelle (2004), Bello e Idem (2005), Abu-Khader (2006), Bello e Idem (2006), Idem *et al.* (2006), Tobiesen *et al.* (2007), Uyanga e Idem (2007), Chanchev *et al.* (2011), Rochelle *et al.* (2011) y Vevelstad *et al.* (2011), mencionan que la captura de CO₂ de gases de combustión con EA es un proceso factible de aplicarse en las centrales eléctricas y refinerías. Sin embargo hay algunos obstáculos a tomar en cuenta y que deben resolverse, como lo es la pérdida de EA producto de las primeras reacciones de oxidación, lo que genera como consecuencia una disminución de la cantidad

de EA y por consiguiente menor eficiencia en la captura del CO₂.

Hay tres razones fundamentales para evitar o minimizar la degradación y la pérdida de la EA (Delfort *et al.* 2011 y Vevelstad *et al.* 2011):

1. Dado que la EA se degrada, es necesario reemplazarla para mantener la misma capacidad de captura, lo que representa un costo significativo, aproximadamente 10 % del costo total del proceso de captura de CO₂ (Voice y Rochelle 2011).
2. Como resultado de la degradación de la EA se generan algunos compuestos químicos volátiles como el NH₃, que es tóxico para el ambiente y su disposición final o tratamiento representa un nuevo costo y 3. Algunos productos de la degradación de la EA, como por ejemplo algunos ácidos carboxílicos, ocasionan problemas de corrosión al equipo.

Supap *et al.* (2001) y Bello e Idem (2006) afirman que para comprender y prevenir la degradación de la EA así como para evitar la formación de los productos no deseados es necesario realizar estudios que involucren la participación de cada uno de los gases del sistema de captura, la identificación de los productos formados, la estequiometría y la cinética de los mecanismos de reacción en la formación de productos y en la degradación de la EA, además de controlar parámetros como la concentración de EA, de O₂ y de CO₂.

En el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ, México) se está realizando investigación sistematizada en función de algunas variables del proceso de captura de CO₂. El objetivo es determinar la cantidad de EA que reacciona con el aire y con el O₂ en los sistemas EA-H₂O-Aire y EA-H₂O-O₂ a diferentes flujos de alimentación en ausencia de CO₂. Lo anterior con la intención de eliminar su influencia y poder asegurar que la pérdida de EA se deba únicamente a su interacción con el aire o con el O₂, así como determinar la cantidad que no participará en el proceso de captura.

Vale la pena enfatizar que al resolver o minimizar la pérdida o degradación de la EA se tendrían grandes logros como poder reciclar toda o parte de ella, evitar la contaminación del ambiente con productos tóxicos y eliminar los costos de tratamiento de los mismos, así como disminuir la corrosión del equipo. Con lo anterior se reducirían los costos de operación y se podría asegurar que el proceso de captura sea más viable económicamente. La captura de CO₂ en gases de combustión usando como solvente EA pretende formar parte de una de las opciones de la cartera de

medidas para mitigar el cambio climático, tecnología en la que México puede sumarse y cubrir en parte los compromisos del Protocolo de Kyoto.

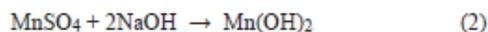
MATERIALES Y MÉTODOS

Previo al desarrollo experimental se realizó:

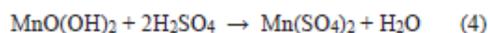
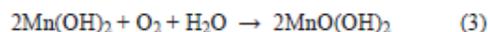
1. La calibración de los instrumentos de suministro de aire y de O₂, mediante la técnica de la burbuja que se forma por la introducción del aire o de cualquier otro gas en un líquido con fundamento en el tiempo que tarda la burbuja en fluir un determinado volumen de gas por unidad de tiempo (mL/s).

2. La determinación del punto de saturación de O₂ disuelto (O₂D) en agua bajo las condiciones atmosféricas de Salazar, Estado de México, presión de 523 mm de Hg y 2950 msnm y 15 °C, alimentando aire con una compresora Gast Modelo DOA-P109-FB a flujo constante de 11.27 mL/s durante 10, 15, 30, 45 y 60 min a 500 mL de H₂O destilada libre de O₂. El agua libre de O₂ se preparó al hervir agua destilada durante 2 min en un matraz de Florencia, que se tapó holgadamente con un vaso pequeño invertido sobre el cuello del matraz. Posteriormente se redujo la temperatura con agua fría hasta alcanzar la del ambiente, el matraz se selló herméticamente para evitar la redisolución del O₂ del aire. El agua preparada no está del todo libre de O₂ por lo que se cuantificó el O₂ disuelto residual (O₂R). El O₂R y el O₂D se determinaron de acuerdo con el proyecto de la norma oficial mexicana PROY-NMX-AA-012/1-SCFI-209 (Secretaría de Economía 2010) utilizado comúnmente en el análisis de agua. Este método se basa en la oxidación del ión manganeso a ión mangánico (Mn²⁺ → Mn⁴⁺) provocada por el O₂D en medio fuertemente alcalino. Al acidificar la solución en presencia de un yoduro (I⁻), el ión mangánico oxida al yoduro y libera yodo (I₂) en una cantidad equivalente al oxígeno que existía originalmente (concentración de O₂D). De acuerdo con las siguientes ecuaciones:

En caso de ausencia de O₂D la reacción es:



En caso de presencia de O₂D se presentan las reacciones:





Finalmente: concentración de I_2 = concentración de O_2

El yodo libre se cuantifica con una solución de tiosulfato de sodio valorada. Los cálculos para determinar el O_2D se realizaron con la ecuación (6), el valor calculado incluye al O_2R (del agua libre de oxígeno).

$$\text{mg/L de O}_2 = a (N) 8000/b \quad (6)$$

En donde:

a = mL gastados de tiosulfato de sodio

N = Normalidad del tiosulfato de sodio (0.025)

b = volumen de la muestra (98.7 mL)

Cabe destacar que históricamente la EA al 30 % en solución acuosa se ha usado como estándar en la evaluación de la captura de CO_2 de los gases de combustión debido a su capacidad de absorción de aproximadamente 50 % y a que en esta concentración se limita su viscosidad y su potencial de corrosión en los equipos convencionales de las plantas de captura (Bello e Idem 2005, Delfor *et al.* 2011 y Rochelle *et al.* 2011). Es por ello que en el presente trabajo se emplea la EA al 30 % en solución acuosa. Por otro lado, al considerar que la concentración máxima de O_2D en el agua en las condiciones experimentales de Salazar Estado de México es de 6.9 mg/L, entonces el O_2D que se alimenta por aireación al sistema EA- H_2O debe de tener valores inferiores a 6.9 mg/L. Es decir flujos entre 11.27 y 41.11 mL/s (Cuadro I) y para poder comparar los resultados, los flujos de oxígeno deben de ser similares a los flujos de aire.

Bajo estas consideraciones, los experimentos se realizaron en los sistemas EA- H_2O -Aire y EA- H_2O - O_2 . En un matraz de tres bocas (Sigma Aldrich) se colocó la EA a una concentración de 99 % en solución acuosa a una temperatura de 13 °C y un pH de 14 unidades para preparar la solución madre al 30 % (5N). Posteriormente se le incrementó la temperatura a esta solución hasta alcanzar los 26 °C y un pH de 12 unidades. La EA al 30 % se tituló inmediatamente con HCl 5N valorado. De la misma manera se preparó la EA para realizar cuatro experimentos con flujos de aire de 11.27, 17.24, 23.21 y 35.14 mL/s y cuatro experimentos con flujos de O_2 de 12.42, 17.09, 22.09 y 26.84 mL/s, a través de un flujómetro Fisher y Porter 10A3665A. Cada uno de los procesos se realizaron con un flujómetro Gilmont tipo flotador, No. de serie 57111-57115, a temperatura

ambiente durante 16 h, tiempo promedio en el que los experimentos alcanzaron la temperatura ambiente. Los registros de pH, temperatura y concentración de EA se efectuaron cada 2 h.

Para determinar diferencias significativas entre los cuatro procesos se llevó a cabo un análisis de varianza y un análisis de comparación múltiple (diferencia mínima significativa), ambos a un nivel de confiabilidad del 95%.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Punto de saturación del O_2D por aireación

El oxígeno disuelto residual (O_2R) en el agua libre de oxígeno fue de 1.75 mg/L. Con aireación constante de 11.27 mL/s, el oxígeno disuelto (O_2D) fue de 6.09 y 6.83 mg/L a los 10 y 15 min respectivamente. Para los 30, 45 y 60 min se tuvo un valor constante de 6.90 mg/L, lo que indica que bajo las condiciones experimentales de Salazar, México, la concentración máxima de O_2D por aireación en agua es del valor constante mencionado.

Alimentación de O_2D por aireación

En el cuadro I se presenta el O_2D que se alimenta a flujo variable (11.27, 17.24, 23.21, 29.17, 35.14 y 41.11 mL/s) y tiempo constante (10 min). El O_2D alimentado se obtuvo de la diferencia entre el O_2R y el oxígeno disuelto de la muestra (O_2DM). Se apreció un valor mínimo de 3.33 mg/L y un máximo de 4.0 mg/L, el promedio fue de 3.6 mg/L durante los 10 min, por lo que para fines prácticos se determinó que la alimentación del O_2D es independiente del flujo del aire y se alimentó a razón de 0.36 mg/L por min.

CUADRO I. OXÍGENO DISUELTO ALIMENTADO POR AIREACIÓN DURANTE 10 MIN CON FLUJOS VARIABLES A LAS CONDICIONES ATMOSFÉRICAS DE SALAZAR, MÉXICO

| Aire (mL/s) | [O_2R] (mg/L) | [O_2DM] (mg/L) | [O_2D] (mg/L) |
|-------------|------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|
| 11.27 | 2.30 | 5.75 | 3.45 |
| 17.24 | 2.55 | 5.88 | 3.33 |
| 23.21 | 2.55 | 6.09 | 3.54 |
| 29.17 | 2.57 | 6.09 | 3.52 |
| 35.14 | 2.57 | 6.36 | 3.79 |
| 41.11 | 2.09 | 6.09 | 4.00 |

O_2R = oxígeno disuelto residual, O_2DM = oxígeno disuelto de la muestra y O_2D = oxígeno disuelto alimentado por aireación

CUADRO II. OXÍGENO DISUELTOS ALIMENTADOS A TIEMPO CONSTANTE (10 MIN) Y FLUJOS VARIABLES DE OXÍGENO A LAS CONDICIONES DE SALAZAR, ESTADO DE MÉXICO

| Oxígeno (mL/s) | [O ₂ R] (mg/L) | [O ₂ DM] (mg/L) | [O ₂ D] (mg/L) |
|----------------|---------------------------|----------------------------|---------------------------|
| 12.42 | 3.74 | 25.43 | 21.69 |
| 12.98 | 3.74 | 25.02 | 21.28 |
| 17.09 | 3.74 | 27.15 | 23.41 |
| 22.09 | 3.74 | 27.65 | 23.91 |
| 26.84 | 3.74 | 27.35 | 23.61 |

O₂R = oxígeno disuelto residual, O₂DM = oxígeno disuelto de la muestra y O₂D = oxígeno disuelto alimentado por aireación

Alimentación de O₂D por oxigenación

En el cuadro II se presenta la cantidad de O₂D que se alimenta por oxigenación a flujo variable (12.42, 12.98, 17.09, 22.09 y 26.84 mL/s) y tiempo constante (10 min). Se obtuvo un valor mínimo de 21.27 mg/L y un máximo de 23.91 mg/L, el promedio fue de 22.77 mg/L durante los 10 min, por lo que se determinó que la alimentación del O₂D es independiente del flujo y se alimentó a razón de 2.27 mg/L por min.

Pérdida de EA en el sistema EA-H₂O-aire a temperatura ambiente

En el cuadro III y en la figura 1 se presentan los valores de la pérdida de EA en función del flujo de aire (con alimentación de O₂D de 0.36 mg/L por min) respecto al tiempo. Se observó que la pérdida de EA ocurrió durante las dos primeras horas siendo mayor a flujos bajos (11.27 y 17.24 mL/s) en comparación con los

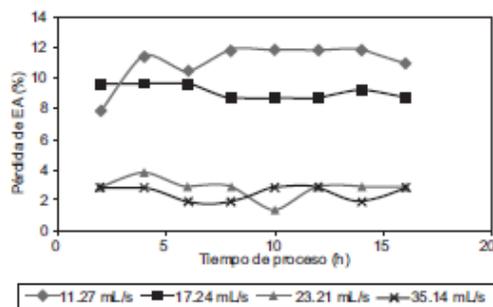


Fig. 1. Pérdida de etanolamina (EA) con 4 diferentes flujos de aire (mL/s) en función del tiempo

flujos altos (23.21 y 35.14 mL/s). Por ejemplo, con el flujo de 11.27 mL/s se perdió en promedio 10.98 %, mientras que con el de 35.14 mL/s la pérdida fue de 2.46 %. Lo que indica que a flujos bajos hay mayor interacción o choque de las moléculas del aire con las moléculas de la EA y que parte de la energía cinética de las moléculas del aire se convierte en energía vibracional. Esto sucede al romperse los enlaces químicos de la molécula de EA, con lo que da inicio su degradación o pérdida. La situación anterior no ocurre a flujos altos ya que aún cuando las moléculas del aire tienen una energía cinética mayor es necesario que interactúen o choquen con la EA, lo que no sucede porque en este caso el tiempo de contacto es corto.

La pérdida de EA se explica como una consecuencia de las reacciones instantáneas que se llevan a cabo en el equilibrio del sistema EA-H₂O-aire (ecuación 7) entre la EA con alguno de los componentes del aire como el CO₂ o el O₂ para formar el carbamato de

CUADRO III. PÉRDIDA DE ETANOLAMINA EN FUNCIÓN DE LOS TIEMPOS DE ALIMENTACIÓN Y DE LOS FLUJOS DE AIRE

| Tiempo (h) | Aire (mL/s) | | | | | | | |
|------------|-------------|-------------|-------|-------------|-------|-------------|-------|-------------|
| | 11.27 | | 17.24 | | 23.21 | | 35.14 | |
| | (°C) | Pérdida (%) | (°C) | Pérdida (%) | (°C) | Pérdida (%) | (°C) | Pérdida (%) |
| 2 | 26 | 7.8 | 22 | 9.6 | 26 | 2.9 | 22 | 2.8 |
| 4 | 17 | 11.4 | 18 | 9.6 | 17 | 3.8 | 21 | 2.8 |
| 6 | 14 | 10.5 | 17 | 9.6 | 14 | 2.9 | 17 | 1.9 |
| 8 | 14 | 11.8 | 11 | 8.7 | 12 | 2.9 | 14 | 1.9 |
| 10 | 12 | 11.8 | 11 | 8.7 | 11 | 1.4 | 14 | 2.8 |
| 12 | 11 | 11.8 | 11 | 8.7 | 11 | 2.9 | 12 | 2.8 |
| 14 | 11 | 11.8 | 9 | 9.2 | 10 | 2.9 | 10 | 1.9 |
| 16 | 10 | 11.0 | 8 | 8.7 | 10 | 2.9 | 10 | 2.8 |

CUADRO IV. PÉRDIDA DE ETANOLAMINA EN FUNCIÓN DE LOS TIEMPOS DE ALIMENTACIÓN Y DE LOS FLUJOS DE OXÍGENO

| Tiempo (h) | Oxígeno (mL/s) | | | | | | | |
|------------|----------------|-------------|-------|-------------|-------|-------------|-------|-------------|
| | 12.42 | | 17.09 | | 22.09 | | 26.84 | |
| | (°C) | Pérdida (%) | (°C) | Pérdida (%) | (°C) | Pérdida (%) | (°C) | Pérdida (%) |
| 2 | 25 | 0 | 23 | 0 | 25 | 0 | 25 | 0 |
| 4 | 21 | 1 | 22 | 2 | 22 | 1 | 22 | 0 |
| 6 | 18 | 1 | 20 | 0 | 21 | 2 | 20 | 0 |
| 8 | 17 | 2 | 17 | 0 | 20 | 0 | 19 | 0 |
| 10 | 16 | 0 | 17 | 0 | 19 | 1 | 18 | 0 |
| 12 | 15 | 0 | 16 | 0 | 18 | 0 | 17 | 0 |
| 14 | 14 | 0 | 15 | 0 | 17 | 0 | 16 | 0 |
| 16 | 14 | 2 | 13 | 0 | 15 | 0 | 15 | 0 |

en donde la alimentación del aire fue de 23.21 y de 35.14 mL/s.

CONCLUSIONES

1. La pérdida de EA en solución acuosa al 30 % en el sistema EA-H₂O-aire se realizó durante las dos primeras horas. Esta pérdida fue mayor a flujos bajos en comparación con los flujos altos. A un flujo de 11.27 mL/s se perdió en promedio el 10.5 %, mientras que con flujo de 35.14 mL/s la pérdida fue del 2.44 %.

2. La pérdida de EA en solución acuosa al 30 % en el sistema EA-H₂O-aire fue menor a medida que el flujo de aire fue en aumento, sin depender de los tiempos de alimentación.

3. La pérdida de EA se explica como consecuencia de las reacciones instantáneas que se llevan a cabo en el equilibrio del sistema EA-H₂O-aire entre la EA con alguno de los componentes del aire como son el CO₂ y el O₂.

4. La pérdida de EA en solución acuosa al 30 % en el sistema EA-H₂O-O₂ no fue significativa al alimentar con oxígeno por 16 h a los flujos de 12.42, 17.09, 22.09 y 26.84 mL/s.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo proporcionado para la realización de la investigación dentro de las actividades del proyecto SEP-CONACYT CB82987 "Evaluación de la eficacia del proceso de captación de CO₂ mediante absorción química con la monoetanol amina".

REFERENCIAS

- Abu-Khader M. (2006). Recent progress in CO₂ capture/sequestration: A review. *Energy Source. Part A* 28, 1261-1279.
- Aronu U., Gondal S., Heseen E., Warberg T., Hartono A., Hoff K. y Svendsen H. (2011). Solubility of CO₂ in 15, 30, 45 and 60 mass % MEA from 40 to 120 °C and model representation using the extended UNIQUAC framework. *Chem. Eng. Sci.* 66, 6393-6406.
- Bello A. e Idem R. (2005). Pathways for the formation of products of the oxidative degradation of CO₂ loaded concentrated aqueous monoethanolamine solutions during CO₂ absorption from flue gases. *Ind. Eng. Chem. Res.* 44, 945-969.
- Bello A. e Idem R. (2006). Comprehensive study of the kinetics of the oxidative degradation of CO₂ loaded and concentrated aqueous monoethanolamine (MEA) with and without sodium metavanadate during CO₂ absorption from flue gases. *Ind. Eng. Chem. Res.* 45, 2569-2579.
- Closmann F. y Rochelle G. (2011). Degradation of aqueous ethyldiethanolamine by temperature and oxygen cycling. *Energy Procedia* 4, 23-28.
- Chanchee A., Saiwan C., Supap T., Idem R. y Tontiwachwuthikul P. (2011). Off gas emission in CO₂ capture process using aqueous monoethanolamine solution. *Energy Procedia* 4, 504-511.
- Chapel D., Ernest J. y Mariz C. (1999). Recovery of CO₂ from flue gases: commercial trends. *Memorias de la Canadian Society of Chemical Engineers Annual Meeting, Saskatoon Saskatchewan, Canadá del 4 al 6 de octubre*, 16 pp.
- Chi S. y Rochelle G. (2002). Oxidative degradation of monoethanolamine. *Ind. Eng. Chem. Res.* 41, 4178-4186.

- da Silva E. y Svendsen H. (2007). Computational chemistry study of reactions, equilibrium and kinetics of chemical CO₂ absorption. *Int. J. Greenh. Gascon.* 1, 151-157.
- Delfor B., Carrette P. y Bonnard L. (2011). MEA 40 % with improved oxidative stability for CO₂ capture in post-combustion. *Energy Procedia* 4, 9-14.
- Goff G. y Rochelle G. (2004). Monoethanolamine degradation: O₂ mass transfer effects under CO₂ capture conditions. *Ind. Eng. Chem. Res.* 43, 6400-6408.
- Idem R., Wilson M., Tontiwachwuthikul P., Chakma A., Veawab A., Aroonwilas A. y Gelowitz D. (2006). Pilot plant studies of the CO₂ performance of aqueous MEA and mixed MEA/MDA solvents at the University of Regina CO₂ capture technology development plant and the boundary dam CO₂ capture demonstration plant. *Ind. Eng. Chem. Res.* 45, 2414-2420.
- Lawal O., Bello A. e Idem R. (2005). The role of methyl diethanolamine (MDEA) in preventing the oxidative degradation of CO₂ loaded and concentrated aqueous monoethanolamine (MEA)-MDEA blends during CO₂ absorption from flue gases. *Ind. Eng. Chem. Res.* 44, 1874-1896.
- Lee S., Filburn T., Gray M., Park J. y Song H. (2008). Screening test of solid amine sorbents for CO₂ capture. *Ind. Eng. Chem. Res.* 47, 7419-7423.
- Lepaumier H., da Silva E., Einbu A., Grimstvedt A., Knudsen J., Zahlsen K. y Svendsen H. (2011). Comparison of MEA degradation in pilot-scale with lab-scale experiments. *Energy Procedia* 4, 1652-1659.
- Panel Inter Gubernamental de Expertos Sobre el Cambio Climático (2005) Informe especial "La captación y almacenamiento de dióxido de carbono" Resumen para responsables de políticas y Resumen técnico. Reunión del Grupo de Trabajo III (Mitigación del Cambio Climático) del IPCC, Montreal Canadá, del 22 al 24 de septiembre. Editorial Cambridge University Press, 57 pp. ISBN 92-9169-319-7. [en línea]. https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_spm_ts_sp.pdf.
- Rochelle G., Chen E., Freeman S., Van D., Xu Q. y Voice A. (2011). Aqueous piperazine as the new Standard for CO₂ capture technology. *Chem. Eng. J.* 171, 725-733.
- Secretaría de Economía (2010). Proyecto de norma oficial mexicana, Proy-NMX-AA-012/1-SCFI-2009. Análisis de agua-determinación del oxígeno disuelto -método de prueba- parte 1-método iodométrico. Dirección General de Normas. Diario Oficial de la Federación, México D.F. 12 de julio 2010.
- Strazisar B., Anderson R. y White C. (2003). Degradation pathway for monoethanolamine in a CO₂ capture facility. *Energy and Fuels* 17, 1034-1039.
- Supap T., Idem R., Veawab A., Aroonwilas A., Tontiwachwuthikul P., Chakma A. y Kybett B. (2001). Kinetics of the oxidative degradation of aqueous monoethanolamine in a flue gas treating unit. *Ind. Eng. Chem. Res.* 40, 3445-3450.
- Tobiesen F., Svendsen H. y Mejdell T. (2007). Modeling of blast furnace CO₂ capture using amine absorbents. *Ind. Eng. Chem. Res.* 46, 7811-7819.
- Uyanga I. e Idem R. (2007). Studies of SO₂ and O₂ induced degradation of aqueous MEA during CO₂ capture from power plant flue gas streams. *Ind. Eng. Chem. Res.* 46, 2558-2566.
- Vevelstad S., Haugmo I., da Silva E. y Svendsen H. (2011). Degradation of MEA; a theoretical study. *Energy Procedia* 4, 1608-1615.
- Voice A. y Rochelle G. (2011). Oxidation of amines at absorber conditions for CO₂ capture from flue gas. *Energy Procedia* 4, 171-178.
- Wang M., Lawal A., Stephenson P., Sidders J. y Ramshaw C. (2011). Post combustion CO₂ capture with chemical absorption: A state-of-the-art review. *Chem. Eng. Res. Des.* 89, 1609-1624.
- You J., Park H., Yang S., Hong W., Shin W., Kang J., Bok K. y Kim J. (2008). Influence of additives including amine and hydroxyl groups on aqueous ammonia absorbent for CO₂ capture. *J. Phys. Chem. B.* 112, 4323-4328.
- Yu C., Cheng H. y Tan Ch. (2012). CO₂ capture by alkanolamine solutions containing diethylenetriamine and piperazine in a rotating packed bed. *Int. J. Greenh. Gascon.* 9, 136-147.

Fwd: [RICA] Envío recibido

Jaime Moreno Alcántara [jaime.moreno@inin.gob.mx]

Enviado el: viernes, 12 de junio de 2015 11:17

Para: Rosa Hilda Chávez Torres [rosahilda.chavez@inin.gob.mx]; Arturo Colin Cruz

Para información de ustedes.

Saludos y que tengan un excelente fin de semana

-----Original Message-----

From: "Claudio M. Amescua-García" <claudio.amescua@atmosfera.unam.mx>

To: "jaime moreno alcántara" <jaime.moreno@inin.gob.mx>

Date: Thu, 11 Jun 2015 11:56:33 -0500

Subject: [RICA] Envío recibido

jaime moreno alcántara:

Gracias por enviarnos su manuscrito "CAPTURA DE CO2 POR ABSORCIÓN QUÍMICA, ANÁLISIS DE LOS SOLVENTES EMPLEADOS: ESTADO DEL ARTE" a Revista Internacional de Contaminación Ambiental. Gracias al sistema de gestión de revistas online que usamos podrá seguir su progreso a través del proceso editorial identificándose en el sitio web de la revista:

URL del manuscrito:

<http://www.journals.unam.mx/index.php/rica/author/submission/50256>

Nombre de usuaria/o: morenas023

Si tiene cualquier pregunta no dude en contactar con nosotros/as. Gracias por tener en cuenta esta revista para difundir su trabajo.

Claudio M. Amescua-García

Revista Internacional de Contaminación Ambiental

Revista Internacional de Contaminación Ambiental

<http://www.revistas.unam.mx/index.php/rica>

**(ARTÍCULO ENVIADO A LA REVISTA INTERNACIONAL DE
CONTAMINACIÓN AMBIENTAL)**

**CAPTURA DE CO₂ POR ABSORCIÓN QUÍMICA, ANÁLISIS DE LOS
SOLVENTES EMPLEADOS: ESTADO DEL ARTE**

Jaime MORENO^{1,2} Rosa Hilda CHAVEZ¹ y Arturo COLIN².

¹Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares, Carretera Federal México Toluca s.n., Salazar, Ocoyoacac, Estado de México, Código Postal. 52750, correo electrónico:

Jaime.moreno@inin.gob.mx.

²Universidad Autónoma del Estado de México, Facultad de Química. Paseo Colón esquina Paseo Tollocan, Toluca, Estado de México, Código Postal: 50120.

Palabras clave: Captura de CO₂, absorción química, nuevos solventes.

RESUMEN

El presente trabajo tiene la finalidad de analizar las bases teórico experimentales y características propias de los solventes para la captura de CO₂ y que dicho análisis preste apoyo a todo investigador, profesional o técnico interesado en este tema para seleccionar el solvente más adecuado y coadyuvar a disminuir las emisiones del CO₂ a la atmósfera con procesos de captura más eficientes y viables económicamente. Se analizan investigaciones recientes sobre el proceso de captura del CO₂ por absorción química empleando solventes convencionales como las aminas en solución acuosa (2-amino etanol; EA, la 2,2' imino di etanol; DEA y la 2,2',2'' Nitrilo tri etanol; TEA) y nuevos solventes en etapa de investigación y/o desarrollo para hacer más eficiente el proceso de captura, evitar la pérdida del solvente y disminuir los costos de regeneración, por ejemplo la piperazina (PZ, 1,4 diazo ciclo hexano) en solución al 40 % (8m), la PZ mezclada con K₂CO₃, mezclas de aminas con sus derivados como la metil di etanol amina (MDEA) y con impedimento estérico como la benzil amina (BZA), el 2-amino 2-metil 1-propanol (AMP), el amoniaco (NH₃), líquidos iónicos como el MDEA+ 2-[2-hidroxi etil (metil) amino] etanol cloruro + H₂O+ PZ y solventes híbridos (AMP 20 % + PZ 10 % + 2,5,7,10 tetra oxi-undecano 35 %). La PZ al 40 % parece ser el más prometedor y se espera que sea el estándar que sustituya a la EA ya que no presenta problemas de degradación térmica ni oxidativa como la EA, tiene una elevada reactividad con el CO₂ y su capacidad de absorción es dos veces más rápida que con la EA, además de que se están realizando investigaciones recientes para minimizar o eliminar sus desventajas como la formación de precipitados.

ABSTRACT

Keywords: CO₂ capture, chemical absorption, new solvents.

The present work has the purpose of analyzing the experimental theoretical bases and own of the solvents for CO₂ capture and that such analysis provide support to every researcher, professional or technical interested in this topic to select the more suitable solvent and to contribute to decrease emissions of CO₂ to the atmosphere with processes more efficient and economically viable capture. Are analysed recent researches on the capture process of CO₂ using chemical absorption employing conventional solvents as aqueous amines (2-aminoethanol; EA, 2,2' iminodiethanol; DEA and the 2,2', 2'' nitrilotriethanol; TEA) and new solvents in stage of research and/or development to make more efficient the capture process, avoid loss of the solvent and to decrease regeneration costs, for example the piperazine (PZ, 1.4 diazacyclohexane) in 40% solution (8m), PZ mixed with K₂CO₃, mixtures amines with its derivatives as the methyldietanolamine (MDEA) and hindered amines as the benzylamine (BZA), the 2-amino-2-methyl-1-propanol (AMP), ammonia (NH₃), ionic liquids as the MDEA + 2-[2-hydroxyethyl (methyl) amino] ethanolchloride + H₂O + PZ and hybrids solvents (AMP 20 % + PZ 10 % + 2,5,7,10 tetraoxaundecane 35 %). PZ 40 % appears to be the most promising and is expected to be the standard to replace the EA since not presents problems of thermal degradation or oxidative as the EA, has a high reactivity with the CO₂ and their absorption capacity is two times faster that with the EA, in addition are making recent research to minimize or eliminate their disadvantages such as the formation of precipitates.

INTRODUCCIÓN

De acuerdo con el Panel Inter-Gubernamental de Expertos Sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés, 2005), el cambio climático ocasionado por los gases de efecto invernadero será el principal problema ambiental al que se enfrentará la humanidad en el transcurso del siglo XXI, en dura competencia con los problemas de disponibilidad y calidad del agua o de acumulación de residuos contaminantes. Los gases de efecto invernadero; entre los que se encuentran el dióxido de carbono (CO_2), óxidos de azufre (SO_x) y óxidos de nitrógeno (NO_x), existen en forma natural en la atmósfera terrestre y también de manera natural calientan nuestro planeta, bajo el esquema de un efecto invernadero, para tener una temperatura adecuada para la vida, es decir una temperatura promedio mundial de 15°C con variaciones en un intervalo de 0.5 a 1.0°C . Estas fluctuaciones moderadas y relativamente lentas no han conducido a cambios drásticos en los diferentes ecosistemas de nuestro planeta. Sin embargo la no participación de estos gases haría que la temperatura terrestre promedio fuera aproximadamente de 30°C más fría que en la actualidad, generando condiciones inhóspitas para el desarrollo de la vida tal y como la concebimos actualmente. Pero cuando están en concentraciones superiores a las naturales captan mayor radiación solar y el efecto invernadero se intensifica ocasionando un sobrecalentamiento del planeta, pudiendo tener consecuencias drásticas en el clima terrestre.

Wang *et al.* (2011) mencionan que el Programa de las Naciones Unidas del Medio Ambiente reporta que las concentraciones de CO_2 en la atmósfera se han incrementado a partir de 1860, pasando de 280 ppm en aproximadamente 316 ppm en 1958 y en el 2005 llegó a tener valores de 369 ppm. Por otro lado Yu *et al.* (2012) mencionan que en el 2012 la concentración de CO_2 en la atmósfera fue de aproximadamente 400 ppm y con base en ello predicen que en caso de no tomar acciones que minimicen y/o controlen sus emisiones a la atmósfera la concentración global de CO_2 para el 2100 será de 750 ppm. Al respecto el Panel Inter Gubernamental de Expertos Sobre el Cambio Climático (2005) y Abu-Khader (2006) argumentan que entre las principales opciones para mitigar y/o estabilizar las concentraciones atmosféricas del CO_2 se tiene el proceso de captura. Dependiendo del proceso o la aplicación de que se trate, hay tres métodos principales para capturar el CO_2

generado por la quema de un combustible fósil primario (carbón, gas natural o petróleo), por la biomasa o por una mezcla de estos combustibles: 1.- Los sistemas oxígeno-combustión. 2.- Los sistemas de captación previa a la combustión y 3.- Los sistemas de captación posterior a la combustión. Las distintas tecnologías de captura pueden ser utilizadas en las opciones comentadas, siendo la concentración y la presión parcial del CO₂ en el gas los parámetros que justifiquen en mayor medida el empleo de una u otra opción. Entre las tecnologías más usuales para capturar el CO₂ de los gases de combustión, Bello e Idem (2005), Abu-Khader (2006) y Wang *et al.* (2011) mencionan el uso de membranas, la absorción química y física, la separación criogénica y la adsorción. En particular el presente trabajo tiene la finalidad de analizar los trabajos recientes en el proceso de captura del CO₂ por absorción química empleando solventes como las aminas con grupos funcionales OH unidos a su estructura química (alcohol aminas) y nuevos solventes en etapa de investigación y desarrollo, estudiar las bases teórico experimentales y características propias del solvente que puedan servir de apoyo a todo investigador, profesional o técnico interesado en este tema para seleccionar el solvente más adecuado y coadyuvar a disminuir las emisiones del CO₂ a la atmósfera con procesos de captura más eficientes y viables económicamente. La absorción química o captura de CO₂ en los gases de combustión después de la eliminación de impurezas como los SO_x, NO_x y partículas, es un proceso que se basa esencialmente en una reacción química selectiva y reversible entre el solvente y el CO₂ para formar una sal relativamente estable, a la cual al aplicarle calor se regenera el solvente original y se libera el CO₂.

Captura de CO₂ por absorción química.

En la absorción química el soluto reacciona con un componente del solvente, por lo que la relación entre la masa del gas disuelto y la presión parcial del soluto no es lineal, sino que está determinada por el equilibrio químico. Por consecuencia se consigue absorber grandes cantidades de soluto a bajas presiones parciales. Debido a ello, la absorción química se puede usar para capturar el CO₂ proveniente de gases de combustión, cuya presión parcial del CO₂ es baja. Los absorbentes (solventes) más empleados son las alcohol aminas en solución acuosa debido a que la alcalinidad del grupo amino las hacen reaccionar rápidamente con el CO₂ (reacción exotérmica).

De acuerdo con Davison (2007), el solvente químico ideal para el proceso de captura de CO₂ debe tener las siguientes características:

- 1.- Alta reactividad con el CO₂ lo que reduciría los requisitos de altura del absorbedor y/o reducir las tasas de flujo de circulación del solvente.
- 2.- Bajos costos de regeneración (con base en un bajo calor de reacción con el CO₂).
- 3.- Alta capacidad de absorción, lo cual influye directamente en los requisitos de caudal de circulación del solvente.
- 4.- Alta estabilidad térmica para reducir la degradación del solvente y disminuir los residuos del solvente debido a la degradación térmica y química.
- 5.- Tener poco impacto en el ambiente.
- 6.- Tener bajos costos, ser fácil y barata su producción.

Solventes basados en aminas.

La tecnología para separar CO₂ de los gases de combustión mediante absorción química utilizando alcanol aminas (Abu-Khader 2006, Bello e Idem 2006, Idem *et al.* 2006, Tobiesen *et al.* 2007, Uyanga e Idem 2007, Lee *et al.* 2008, You *et al.* 2008, Rochelle *et al.* 2011 y Conway *et al.* 2014, 2015) ha sido desarrollada y aplicada durante décadas, de estos trabajos se concluye que la captura de CO₂ es un proceso factible de aplicar en centrales eléctricas, sin embargo se tienen algunos obstáculos que se deben de tomar en cuenta como la degradación y regeneración del solvente así como la formación de subproductos indeseables. Es necesario enfatizar que antes de iniciar el proceso de captura por absorción química se debe de tener la seguridad de no tener otros gases ácidos como el NO₂ y el SO₂ ya que pueden reaccionar con el solvente, por ejemplo con la 2-amino etanol (EA) y formar sales estables, particularmente nitratos y sulfatos, afectando la eficiencia del proceso. Las principales aminas que se están empleando son: primarias (EA), secundarias (2,2' imino di etanol, DEA) y terciarias (2,2',2'' Nitrilo tri etanol, TEA), teniendo en consideración algunas ventajas y desventajas entre ellas que permiten decidir cuál de ellas emplear en cada caso particular, por ejemplo como la reactividad de la amina disminuye a medida que tiene más sustituyentes las aminas primarias y secundarias captan más rápidamente el CO₂

y se pueden tratar grandes volúmenes de gas, sin embargo tienen limitaciones de captura (0.5 mol de CO₂/mol de amina), mientras que en las aminas terciarias esta proporción es de 1.0 mol de CO₂/mol de amina. Por otro lado las aminas terciarias son menos corrosivas y se degradan en menor proporción, además el costo de regeneración de la amina terciaria es menor que el de las aminas primarias y secundarias. Resulta interesante mencionar que las alcanol aminas primarias y secundarias reaccionan rápidamente con el CO₂ para formar carbamatos, (ecuación 1) mientras que las terciarias al no tener un átomo de hidrógeno intercambiable son poco reactivas con el CO₂ lo cual facilita la hidrólisis del CO₂ para formar bicarbonatos (ecuación 2), además el calor de reacción en la formación del bicarbonato es menor que el de la formación del carbamato, por ello al mezclar aminas terciarias como la metil dietanol amina (MDEA) con aminas primarias o secundarias se reducen los costos de regeneración. Por ejemplo, al mezclar la EA con la MDEA esta última no reacciona tan rápidamente con el CO₂ como lo hace la EA, pero la mezcla tiene una capacidad de absorción mayor y se requiere menos energía para la regeneración de la amina y la liberación del CO₂ capturado comparado con el caso de usar solamente EA, además se mejora en aproximadamente un 3 % la eficiencia térmica del proceso.



Donde R = C₂H₄OH, se utilizan 2 moles de amina para capturar una mol de CO₂.



La EA es la amina más utilizada debido a su relativamente bajo costo en el mercado y a su fácil recuperación, además de que su grupo hidroxilo contribuye a reducir la presión de vapor de tal modo que aumenta la solubilidad del CO₂ en el agua y a que la alcalinidad del grupo amino la hace reaccionar rápidamente con el CO₂ y por consecuencia hay una buena captación del CO₂ (Bello e Idem 2005, Uyanga e Idem 2007, Lee *et al.* 2008, Delfort *et al.* 2011, Lepaumier *et al.* 2011 y Voice y Rochelle 2011). Además de acuerdo con Davison (2007) y Yu *et al.* (2012) con presiones parciales de CO₂ entre 3 y 15 kPa se tienen condiciones adecuadas para usar aminas en solución acuosa para capturar CO₂; sin embargo en consecuencia el volumen del gas de combustión a tratar y el tamaño del equipo deben de ser relativamente grandes. Históricamente la EA al 30 % en solución acuosa se ha venido

usando como estándar en la evaluación de la captura de CO₂ de los gases de combustión debido a su capacidad de absorción de aproximadamente 50 % y a que en ésta concentración se limita su viscosidad y su potencial de corrosión en los equipos convencionales de las plantas de captura (Bello e Idem 2005, Delfor *et al.* 2011 y Rochelle *et al.* 2011).

De manera general, el método consiste en exponer el flujo del gas de combustión en una columna absorbidora con una amina en solución (EA, DEA o TEA) el CO₂ es capturado o retenido de acuerdo con la ecuación (1), la amina (base débil) reacciona con el CO₂ (ácido débil) para formar una sal soluble (carbamato), la reacción es reversible al aumentar la temperatura del proceso en una columna de desorción para liberar el CO₂.

Entre las desventajas para usar la EA de acuerdo con Davison (2007) y Conway *et al.* (2015), se puede mencionar su degradación térmica la cual ocurre a temperaturas mayores a 205°C, su degradación oxidativa y su degradación al reaccionar con los componentes del gas de combustión como el SO₂. Al respecto Uyanga e Idem (2007) observaron que al aumentar la concentración de SO₂ se incrementa la degradación de la EA, así como los costos de regeneración y se acentúan los problemas de corrosión del equipo. Por estos inconvenientes, se están estudiando y desarrollando nuevos solventes para hacer más eficiente el proceso de captura, evitar la pérdida del solvente y disminuir los costos de regeneración.

Entre los nuevos solventes se mencionan, la piperazina (PZ, 1,4 diazo ciclo hexano) diluida y concentrada (Freeman *et al.* 2009, Freeman *et al.* 2010 y Wu *et al.* 2014), la PZ mezclada con carbonato de potasio, K₂CO₃ (Wang *et al.* 2011), algunos derivados de aminas como la MDEA, o bien mezclas de las aminas con o sin sus derivados y aminas con impedimento estérico (Conway *et al.* 2014, 2015), el amoniaco, NH₃ (Darde *et al.* 2010) y recientemente se están desarrollando investigaciones sobre el potencial de líquidos iónicos (ILs) (Wappel *et al.* 2010 y Lu *et al.* 2012) así como de la aplicación de solventes híbridos (Gervasi *et al.* 2014) en la captura de CO₂.

Piperazina.

Históricamente se ha empleado la EA (punto de ebullición 170.8°C) al 30 % en solución acuosa (7m) sin embargo debido a las desventajas que presenta se están buscando nuevas alternativas como es el caso de la PZ (punto de ebullición 146°C) al 40 % en solución acuosa (8m) que se predice será el nuevo estándar para la captura de CO₂, ya que de acuerdo con Freeman *et al.* (2010), Freeman y Rochelle (2011), Plaza y Rochelle (2011), Rochelle *et al.* (2011), Voice *et al.*(2013) y van der Ham *et al.* (2014) se puede usar hasta a una temperatura de 150°C sin presentar problemas de degradación térmica ni oxidativa, tampoco se presentan pérdidas considerables por volatilidad como con la EA. Así también Davison (2007) y Rochelle *et al.* (2011) mencionan alta reactividad de la PZ con el CO₂ con una capacidad de absorción dos veces más rápida que la de la EA. Los estudios de Freeman *et al.* (2010) demostraron que con el uso de la PZ se ahorra entre 10 y 20 % de energía comparando el proceso con la EA, sin embargo su alta viscosidad, su elevado costo y la formación de precipitados sólidos (carbamatos) son algunas desventajas que deben tomarse en cuenta. Para evitar el problema de los precipitados se emplean soluciones PZ 8m con un intervalo de alcalinidad de 0.3 a 0.4 mol de CO₂/mol de alcalinidad (la PZ tiene 2 grupos nitrógenos activos luego entonces 1 mol de PZ tiene 2 moles de alcalinidad) así también Du *et al.* (2013) para el mismo fin mezclaron PZ (5m) con soluciones de 2 amino etil piperazina (AEP, 2m); sin embargo la mezcla tiene una capacidad de absorción menor que la PZ (8m). Por otro lado, Yu *et al.* (2012) concluye que la di etil tri amina (DETA) tiene mayor poder de captura que la EA y que la mezcla DETA + PZ es más efectiva que la DETA, lo que indica la gran importancia que tiene la PZ en el proceso de captura de CO₂. Debido a sus dos grupos funcionales amino y a la ausencia de impedimento estérico que pudiera interferir con las posibles reacciones la PZ reacciona rápidamente con el CO₂ y su capacidad de absorción es bastante significativa.

Piperazina mezclada con K₂CO₃.

El K₂CO₃ en solución acuosa se usa al igual que la EA para capturar el CO₂ en situaciones muy similares como el endulzamiento del gas natural o la producción de hidrógeno puro para síntesis de amoniaco; sin embargo para las condiciones de una planta termo eléctrica en donde la presión parcial del CO₂ es baja (13 kpa) y los volúmenes a tratar son grandes su

aplicación está limitada debido a su selectividad y por su baja capacidad de absorción, sin embargo esta aumenta significativamente mezclando el K₂CO₃ (2.5m) en proporciones adecuadas con aminas con una gran capacidad de absorción de CO₂ como la PZ (2.5m) (Oexmann y Kather 2009).

El uso del K₂CO₃ con aminas promete ser una alternativa eficaz para mejorar el rendimiento del solvente, mezclándolo con PZ en concentraciones adecuadas se ha demostrado que la captura del CO₂ es tan rápida como con la EA al 30 % y el calor de absorción es significativamente menor (Cullinane y Rochelle 2005) lo que comparando con la EA se puede tener en la regeneración un ahorro de energía entre el 29 y 33 % (Davison 2007).

Mezclas de aminas con y sin impedimento estérico.

De acuerdo con Conway *et al.* (2014, 2015) hasta la fecha no se ha encontrado una amina con las propiedades ideales para la captura de CO₂, sin embargo se están estudiando y proponiendo nuevas formulaciones de solventes en donde se incorporan dos o más aminas en una única mezcla. El uso de mezclas de aminas (Conway *et al.* 2015) es conceptualmente simple, una amina de reacción rápida (Am₁) se mezcla con una amina terciaria y/o amina con impedimento estérico (Am₂) considerada como una base fuerte capaz de aceptar fácilmente los protones (H⁺) liberados de la reacción del CO₂ con la amina y el agua. En la ecuación 3 se presenta la reacción de una amina de reacción rápida en donde se forma el carbamato, la ecuación 4 ilustra la reacción lenta de la amina terciaria o estéricamente impedida y la ecuación 5 representa el caso de una mezcla en donde la amina Am₂ es una base más fuerte que la amina Am₁.



El uso de la mezcla de aminas tiene las siguientes ventajas sobre los sistemas individuales de aminas:

- 1.- Se mejora la eficiencia termodinámica (mayor capacidad de equilibrio de las aminas terciarias y aminas estéricamente impedidas promoviendo la formación de HCO_3^-)
- 2.- Se pueden usar aminas de reacción rápida en altas concentraciones, las cuales reaccionan directamente con el CO_2 .
- 3.- Se reduce la degradación del solvente y la corrosión producida por el solvente.
- 4.- Se tiene flexibilidad en el uso de aminas disponibles para adaptar y optimizar la composición del solvente y lograr una mejor eficiencia de absorción.
5. Se elevan las tasas de absorción de los solventes individuales.
- 6.- Se reduce la energía necesaria para la regeneración del solvente.

Recientemente Conway *et al.* (2014, 2015) han estudiado e identificado a la benzil amina (BZA) como un solvente químico prometedor en la captura de CO_2 debido a que tiene una reactividad muy similar a la EA, baja corrosividad, baja viscosidad en ausencia de CO_2 , es miscible en agua y tiene una gran entalpia de protonación. Sin embargo se tiene un gran inconveniente cuando el proceso de captura se lleva a cabo con altas concentraciones de BZA y de CO_2 , se forma inmediatamente un carbamato estable. Para evitar la formación del carbamato (precipitaciones) se limita la concentración del BZA a 3.0m, sin embargo con la adición de pequeñas cantidades de 2-amino 2-metil 1-propanol (AMP) se aumenta potencialmente la capacidad de absorción y se evita la formación de precipitados. La elección de la mezcla BZA + AMP se basa en la alta basicidad del AMP que idealmente debería actuar como la base dominante aceptora de protones, además con la AMP en condiciones normales de captura no se forman cantidades apreciables de carbamato. La mezcla de BZA con EA promueve tasas de absorción muy rápidas debido a que se tienen dos componentes que reaccionan muy rápido con el CO_2 . Sin embargo al mezclar aminas ramificadas y con impedimento estérico con la BZA se limita la tasa de absorción.

Amoniaco.

El NH_3 en solución acuosa normalmente al 28 % de acuerdo con Davison (2007), Darde *et al.* (2010), Kosak *et al.* (2009) y Toro-Molina y Bouallou (2014) es una alternativa a los altos costos de regeneración de las aminas ya que es relativamente barato, se consigue fácilmente en el mercado, no es corrosivo, es muy reactivo, en el sistema $\text{NH}_3\text{-CO}_2\text{-H}_2\text{O}$ su

calor de reacción en la absorción de CO₂ es bajo por lo que el requerimiento de energía para la regeneración es también bajo (menor que el de la EA), tiene una capacidad de absorción relativamente alta, tiene baja susceptibilidad de degradarse en presencia de oxígeno y otros contaminantes. El principal problema del NH₃ es la pérdida por volatilidad, al respecto Toro-Molina y Bouallou (2014) mencionan que varios investigadores están abordando este problema y algunos sugieren usar aditivos en el solvente para evitar la pérdida de amoníaco.

De manera general el proceso de captura con NH₃ (Kosak *et al.* 2009) se lleva a cabo enfriando el gas de combustión entre 0 y 20°C (preferentemente entre 0 y 10°C) minimizando la pérdida del solvente por volatilidad, posteriormente el gas con menos de 1 % de humedad, 5 ppm SO₂, y niveles no detectables de HCl y de material particulado entra en el sistema de absorción, en donde se captura el CO₂ mediante la formación del bicarbonato de amonio, el amoníaco saturado se depura en una columna de lavado con agua de donde se devuelve al proceso, el gas de combustión residual, conteniendo nitrógeno, oxígeno y CO₂ (90 %) se envía a la atmósfera. El proceso tiene una capacidad de captura entre 0,25 y 0.67 mol de CO₂/mol de NH₃.

Líquidos iónicos.

En los últimos años se han sintetizado varios tipos de líquidos iónicos (ILs, por sus siglas en inglés) con excelentes propiedades como la de consumir poca energía, ser fácil de reciclar, no generar contaminación, ser funcional y tener alta eficiencia en la captura de CO₂, sin embargo tienen un costo elevado. La baja presión de vapor de los ILs elimina la posibilidad de la emisión de solventes a la atmósfera, por lo que se consideran solventes potencialmente benignos para el ambiente. Sin embargo, la disolución del gas de combustión en ILs es un fenómeno físico sin reacción química, en consecuencia la tasa de absorción es bastante lenta. De acuerdo con Wappel *et al.* (2010) las investigaciones sobre ILs han demostrado que tienen ventajas potenciales para la captura de CO₂ en comparación con los solventes basados en aminas. Con la finalidad de obtener un solvente efectivo y barato para la captura de CO₂ Zhao *et al.* (2011) sintetizaron ILs de algunas aminas, por ejemplo la EA + el tetra fluoro borato ([EA] [BF₄]), el 2-[2-hidroxi etil (metil) amino]

etanol + tetra fluoro borato, [MDEA] [BF₄], el MDEA + fosfato, [MDEA] [PO₄] y el MDEA+ 2-[2-hidroxi etil (metil) amino] etanol cloruro + H₂O + PZ, (MCHP). Adicionalmente para mejorar la capacidad de captura se adicionan aminas adecuadas para obtener los sistemas: aminas + ILs + H₂O. De todos los sistemas experimentados en el MCHP se obtienen los mejores resultados de captura.

Debido al amplio uso y a las ventajas que se tiene con respecto a otras aminas Lu *et al.* (2012) seleccionaron la EA como base absorbente para mezclarla con el 1-butil 3-metil imidazol tetra fluoro borato ([Bmim] BF₄) con una relación molar de 7:3 respectivamente y determinaron una capacidad de absorción 0.638 mol de CO₂/mol de EA, es decir mayor que en los experimentos con EA.

En resumen las principales ventajas de usar ILs en la captura de CO₂ son:

- 1.- Los ILs son fáciles de regenerar, lo cual significa ahorro de energía.
- 2.- Las aminas en los ILs mejoran la capacidad de captura.
- 3.- Las propiedades físicas de los ILs (densidad, viscosidad, corrosión y volatilidad) son mejores que las de los solventes basados en aminas.

Sin embargo aún y cuando los ILs han mostrado una buena eficiencia en la captura de CO₂, su alta viscosidad y los costos elevados los restringen sólo para investigaciones de laboratorio. A fin de reducir los costos, la viscosidad y garantizar una buena captura, Zhang *et al.* (2015) estudiaron nuevos sistemas al mezclar el 1-etil 3-metil imidazol tri fluoro metano sulfanato, [emim] [OTf] con el surfactante poli etilen glicol mono oleato de sorbitano (TWEEN 80) en proporciones de 5 y 10 % respectivamente, obteniendo una captura de 0.798 mol/L de CO₂ con buena reproducibilidad, bajo costo y baja viscosidad en el sistema.

Por su parte Zhai y Rubin (2014) mencionan que las investigaciones se han centrado principalmente en la síntesis de ILs, experimentos de laboratorio y simulación molecular de sus propiedades físicas y químicas; y pocos son los esfuerzos que se han hecho para

estudiar los procesos de captura de CO₂ en las centrales termo eléctricas, motivo por el cual tomando como base el tri hexyl-(tetra decil) fosfonio 2-ciano pirrolidina ([P66614][2-CNpyr]), sintetizado por investigadores de la Universidad de Notre Dame, decidieron investigar la viabilidad y los costos de los sistemas de captura de CO₂ en plantas de generación de energía que utilizan carbón. Sus resultados preliminares muestran una eficiencia de captura de alrededor del 85 %. Sin embargo los costos son mayores que los de algunas tecnologías de nueva generación (aproximadamente 40 dólares por tonelada métrica).

Solventes híbridos.

Gervasi *et al.* (2014) recientemente han estudiado la captura de CO₂ con mezclas de solventes químicos con solventes físicos, generalmente se mezcla la EA con éter y alcohol entre otros solventes físicos, estos nuevos solventes comúnmente son llamados solventes híbridos y tienen como objetivo combinar las ventajas de los dos componentes, por ejemplo el solvente físico necesita poca energía en la regeneración, mientras que el solvente químico a bajas presiones parciales de CO₂ tiene una gran capacidad de absorción y elevadas cinéticas de absorción en la reacción química con el CO₂. Gervasi *et al.* (2014) utilizaron en sus estudios como solvente físico el acetal 2,5,7,10 tetra-oxi-undecano (TOU) y como solventes químicos la EA, DEA, AMP y la PZ, para trabajar en los sistemas EA + TOU, AMP + PZ + TOU, MDEA + PZ + TOU y DEA + PZ + TOU. En todos los sistemas estudiados la adición del acetal (TOU) mejora significativamente la eficiencia de absorción. En caso específico en el sistema EA 30 % + TOU 35 % la capacidad de absorción en el inicio del proceso y la eficiencia de regeneración mejoraron con respecto a cuándo se emplea solamente la amina y los mejores resultados de absorción se presentaron en el sistema AMP 20 % + PZ 10 % + TOU 35 %. Los solventes híbridos pueden ser una alternativa para usarse en sustitución de los solventes clásicos, sin embargo se requieren más investigaciones para optimizar la composición del solvente.

Absorción química usando diseño molecular asistido por computadora.

Hasta la fecha se han realizado varios trabajos de investigación para seleccionar el solvente adecuado para la captura de CO₂ y se han propuesto algunos solventes prometedores, sin

embargo no se ha escalado hasta el nivel adecuado para implementar esta tecnología en las plantas generadoras de energía, por lo que algunos investigadores como Salazar *et al.* (2013) están desarrollando investigaciones sobre un modelado computacional para la optimización de procesos y seleccionar los solventes adecuados para la captura de CO₂ de las centrales termoeléctricas, sus investigaciones se basan en un diseño molecular asistido por computadora (CAMD, por sus siglas en inglés) para la selección e integración del solvente y el diseño del proceso de extracción del solvente para obtener una mejor captura de CO₂ y reducir los requisitos de energía. Como parámetros para seleccionar de 50 posibles aminas primarias, entre las que se encuentra la EA, utilizan la solubilidad y el punto de ebullición de los componentes. De sus resultados se desprende que los solventes estudiados no solamente reducen los requerimientos de energía, también se logra una mayor capacidad en la captura de CO₂.

CONCLUSIONES

Se identificaron solventes con una gran reactividad con el CO₂ (EA, PZ y NH₃), con alta capacidad de absorción (aminas terciarias, PZ, y NH₃), con bajo calor de reacción y por consiguiente con menos requerimientos de energía para su regeneración (aminas terciarias, NH₃ y ILs), los que no presentan problemas de degradación térmica u oxidativa o pérdida por volatilidad (EA, PZ y NH₃), los que tienen poco impacto en el ambiente (ILs) y los que tienen bajos costos y son fáciles de producir (EA y NH₃). No obstante todos ellos tienen algunas desventajas que deben tomarse en cuenta para decidir cuál emplear en cada caso. Ninguno de estos solventes tiene las propiedades ideales para la captura de CO₂; sin embargo con la mezcla de dos o más de ellos en proporciones adecuadas (PZ 2.5m + K₂CO₃ 2.5m así como la BZA 3.0m + AMP 3.0m) se mejoran sustancialmente sus propiedades individuales haciendo en algunos casos más rápida la reacción con el CO₂, mejorando la capacidad de absorción y disminuyendo los requerimientos de energía en su regeneración. Entre los solventes estudiados, la PZ al 40 % parece ser el más prometedor y se espera que sea el estándar que pueda sustituir a la EA ya que no presenta problemas de degradación térmica ni oxidativa como la EA, tiene una elevada reactividad con el CO₂ y su capacidad de absorción es dos veces más rápida en comparación con la EA, además de que se están realizando investigaciones recientes para minimizar o eliminar sus desventajas como la formación de precipitados. Para poder promover la tecnología de absorción química en la captura de CO₂ de los gases de combustión es necesario seguir realizando estudios dirigidos a la selección óptima del solvente.

REFERENCIAS

Abu-Khader M. (2006). Recent progress in CO₂ capture/sequestration: A review, *Energ. Source. Part A*, 28, 1261-1279.

Bello A. e Idem R. (2005). Pathways for the formation of products of the oxidative degradation of CO₂-loaded concentrated aqueous monoethanolamine solutions during CO₂ absorption from flue gases. *Ind. Eng. Chem. Res.* 44, 945-969.

Bello A. e Idem R. (2006). Comprehensive study of the kinetics of the oxidative degradation of CO₂ loaded and concentrated aqueous monoethanolamine (MEA) with and without sodium metavanadate during CO₂ absorption from flue gases. *Ind. Eng. Chem. Res.* 45, 2569-2579.

Conway W., Beyad Y., Feron P., Richner G. y Puxty G. (2014). CO₂ absorption into aqueous amine blends containing benzylamine (BZA), monoethanolamine (MEA), and sterically hindered/tertiary amines. *Energy Procedia* 63, 1835-1841.

Conway W., Bruggink S., Beyad Y., Luo W., Melián-Cabrera I., Puxty G. y Feron P. (2015). CO₂ absorption into aqueous amine blend solutions containing monoethanolamine (MEA), N,N-dimethylethanolamine (DMEA), N,N-diethylethanolamine (DEEA) and 2-amino-2-methyl-1-propanol (AMP) for post-combustion capture processes. *Chem. Eng. Sci.* 126, 446-454.

Cullinane J. y Rochelle G. (2005). Thermodynamics of aqueous potassium carbonate piperazine and carbon dioxide. *Fluid phase equilib.* 227, 197-213.

Darde V., Thomsen K., van Well W., y Stenby E. (2010). Chilled ammonia process for CO₂ capture. *Int. J. Greenh. Gascon.* 4, 131-136.

Davison, R. (2007) Post combustion carbon capture from coal fired plants-solvent scrubbing. IEA Greenhouse Gas R & D Program (IEA GHG) Technical Study, Report Number 2007/15, July 2007. ISBN 92-9029-444-2.

Delfor B., Carrette P. y Bonnard L. (2011). MEA 40 % with improved oxidative stability for CO₂ capture in post-combustion. *Energy Procedia* 4, 9-14.

Du Yang, Li Le, Namjoshi O., Voice A., Fine N. y Rochelle G. (2013). Aqueous piperazine/N-(2-aminoethyl) piperazine for CO₂ capture. *Energy Procedia* 37, 1621-1638.

Freeman S., Dugas R., Wagener D., Nguyen T. y Rochelle G. (2009). Carbon dioxide capture with concentrated, aqueous piperazine. *Energy Procedia* 1, 1489-1496.

Freeman S., Davis J. y Rochelle G. (2010). Degradation of aqueous piperazine in carbon dioxide capture. *Int. J. Greenh. Gascon.* 4, 756-761.

Freeman S. y Rochelle G. (2011). Thermal degradation of piperazine and its structural analogs. *Energy Procedia* 4, 43-50.

Gervasi J., Dubois L. y Thomas D. (2014). Screening test of new hybrid solvents for the post-combustion CO₂ capture process by chemical absorption. *Energy Procedia* 63, 1854-1862.

Idem R., Wilson M., Tontiwachwuthikul P., Chakma A., Veawab A., Aroonwilas A. y Gelowitz D. (2006). Pilot plant studies of the CO₂ performance of aqueous MEA and mixed MEA/MDA solvents at the University of Regina CO₂ capture technology development plant and the boundary dam CO₂ capture demonstration plant. *Ind. Eng. Chem. Res.* 45, 2414-2420.

Kosak F., Petig. A., Morris E., Rhudy R. y Thimsen D. (2009). Chilled ammonia process for CO₂ capture. *Energy Procedia* 1, 1419-1426.

Lee S., Filburn T., Gray M., Park J. y Song H. (2008). Screening test of solid amine sorbents for CO₂ capture. *Ind. Eng. Chem. Res.* 47, 7419-7423.

Lepaumier H., da Silva E., Einbu A., Grimstvedt A., Knudsen J., Zahlsten K. y Svendsen H. (2011). Comparison of MEA degradation in pilot-scale with lab-scale experiments. *Energy Procedia* 4, 1652-1659.

Lu B., Jin J., Zhang L. y Li W. (2012). Absorption of carbon dioxide into aqueous blend of monoethanolamine and 1-butyl-3-methylimidazolium tetrafluoroborate. *Int. J. Greenh. Gascon.* 11, 152-157.

Oexmann J. y Kather A. (2009). Post-combustion CO₂ capture in coal-fired power plants: comparison of integrated chemical absorption processes with piperazine promoted potassium carbonate and MEA. *Energy Procedia* 1, 799-806.

Panel Inter Gubernamental de Expertos Sobre el Cambio Climático. (2005) Informe especial “La captación y almacenamiento de dióxido de carbono” Resumen para responsables de políticas y Resumen técnico”. Reunión del Grupo de Trabajo III (Mitigación del Cambio Climático) del IPCC, Montreal Canadá, del 22 al 24 de septiembre.

Editorial Cambridge University Press, 57 p. En línea www.cambridge.org y www.ipcc.ch. ISBN 92-9169-319-7.

Plaza J. y Rochelle G. (2011). Modeling pilot plant results for CO₂ capture by aqueous piperazine. *Energy Procedia* 4, 1593-1600.

Rochelle G., Chen E., Freeman S., Van D., Xu Q. y Voice A. (2011). Aqueous piperazine as the new standard for CO₂ capture technology. *Chem. Eng. J.* 171, 725-733.

Salazar J., Diwekar U., Joback K., Berger A. y Bhowan A. (2013). Solvent selection for post-combustion CO₂ capture. *Energy Procedia* 37, 257–264.

Tobiesen F., Svendsen H. y Mejdell T. (2007). Modeling of blast furnace CO₂ capture using amine absorbents. *Ind. Eng. Chem. Res.* 46, 7811-7819.

Toro-Molina C. y Bouallou Ch. (2014). Comparison of post-combustion CO₂ capture by solutions of ammonia and organic amines: Assessment using direct and indirect contactors. *Energy procedia* 63, 550-558.

Uyanga I. e Idem R. (2007). Studies of SO₂ and O₂ induced degradation of aqueous MEA during CO₂ capture from power plant flue gas streams. *Ind. Eng. Chem. Res.* 46, 2558-2566.

Van der Ham L., Romano M., Kvamsdal H., Bonalumi D., van Os P., y Goetheer E. (2014). Concentrated aqueous piperazine as CO₂ capture solvent: detailed evaluation of the integration with a power plant. *Energy Procedia* 63, 1218-1222.

Voice A. y Rochelle G. (2011). Oxidation of amines at absorber conditions for CO₂ capture from flue gas. *Energy Procedia* 4, 171-178.

Voice A., Cloosmann F. y Rochelle G. (2013). Oxidative degradation of amines with high-temperature cycling. *Energy Procedia* 37, 2118-2132.

Wang M., Lawal A., Stephenson P., Sidders J. y Ramshaw C. (2011) Post combustion CO₂ capture with chemical absorption: A state-of-the-art-review. *Chem. Eng. Res. Des.* 89 1609-1624.

Wapel D., Gronald G., Kalb R. y Draxler J. (2010). Ionic liquids for post-combustion CO₂ absorption. *Int. J. Greenh. Gascon.* 4, 486-494.

Wu X., Yu Y., Qin Z. y Zhang Z. (2014). The advances of post-combustion CO₂ capture with chemical solvents: Review and guidelines. *Energy Procedia* 63, 1339-1346.

You J., Park H., Yang S., Hong W., Shin W., Kang J., Bok K. y Kim J. (2008). Influence of additives including amine and hydroxyl groups on aqueous ammonia absorbent for CO₂ capture. *J. Phys. Chem. B*, 112, 4323-4328.

Yu Ch., Cheng H. y Tan Ch. (2012). CO₂ capture by alkanolamine solutions containing diethylenetriamine and piperazine in a rotating packed bed. *Int. J. Greenh. Gascon.* 9, 136–147.

Zhai H. y Rubin E. (2014). Systems analysis of ionic liquids for post-combustion CO₂ capture at coal-fired power plants. *Energy Procedia* 63, 1321-1328.

Zhang W., Ye L. y Jiang J. (2015). CO₂ capture with complex absorbent of ionic liquid, surfactant and water. *JECE.* 3, 227-232.

Zhao Y., Zhang X., Zhen Y., Dong H., Zhao G., Zeng S., Tian X. y Zhang S. (2011). Novel alcamines ionic liquids based solvents: Preparation, characterization and applications in carbon dioxide capture. *Int. J. Greenh. Gascon.* 5, 367–373.

PARTE 2

RESULTADOS AÚN NO PUBLICADOS

Captura De Dióxido De Carbono Con Etanol Amina en solución acuosa al 30 % en el sistema EA-H₂O-CO₂ (Artículo en preparación)

RESUMEN

Se valoró la captura de dióxido de carbono con etanol amina (EA) en solución acuosa al 30 % en función de la alimentación de CO₂ a flujos de 12.19, 16,32 y 21.39 mL/s así como de los tiempos de proceso de 0 a 460 min, monitoreando la temperatura de la reacción, el tiempo y la cantidad de CO₂ capturado por la EA. La temperatura inicial de la reacción al prepararse la solución de EA fue de 26°C y siguió en aumento a medida que se alimentaba el CO₂ en cada uno de los flujos experimentados hasta llegar a un valor máximo; para después descender hasta la temperatura ambiente, por ejemplo para la alimentación de CO₂ a 21.39 mL/s a los 70 min de proceso la temperatura llegó a 52°C para después descender hasta la temperatura ambiente. La captura del CO₂ se efectúa principalmente durante el tiempo en el cual la temperatura llega a su valor máximo, teniendo aparentemente mejores resultados de captura con el flujo de 21.19 mL/s, sin embargo en los 360 min de proceso el promedio general de captura de CO₂ de 74.68, 69.25 y 79.67 % respectivamente para los flujos de alimentación 12.19, 16,32 y 21.39 mL/s, hacen evidente que la eficiencia de captura es mejor para el último flujo de CO₂. En cuanto al monitoreo del pH este se mantuvo en 9.5 unidades desde el inicio hasta el final en todos los procesos.

METODOLOGÍA

Es importante mencionar que previo al desarrollo propiamente dicho del trabajo experimental fue necesario realizar actividades como la calibración del flujómetro Fisher y Porter con escala 1-25 mediante la técnica de la pompa de jabón para la alimentación del CO_2 , basada en determinar el tiempo que tarda la pompa de jabón en fluir un determinado volumen por unidad de tiempo, así como la puesta a punto del método para cuantificar el CO_2 con fundamento en una titulación inversa, utilizando el CO_2 como reactivo limitante y una solución de $\text{Ba}(\text{OH})_2 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$ como reactivo en exceso, método para determinar el CO_2 que se alimenta durante el proceso de captura, el CO_2 que no reacciona con la EA y finalmente el CO_2 capturado por la EA.

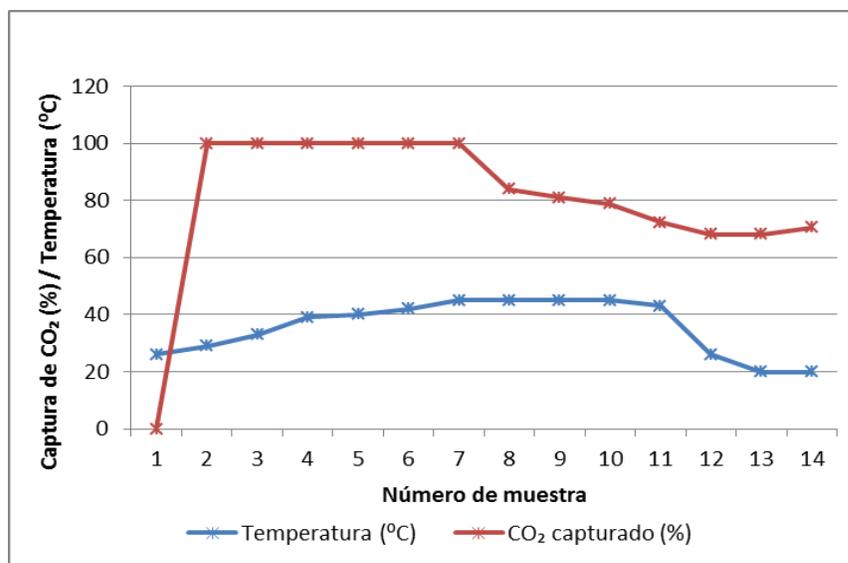
La experimentación se inicia colocando en un matraz de tres bocas etanol amina (EA), SIGMA ALDRICH, en concentración de 99 % en solución acuosa a una temperatura de 13°C y pH de 14 unidades, solución madre con la que se preparan 2 L de EA al 30 % en solución acuosa (5M), con temperatura de 26°C y pH de 12 unidades, titulándola inmediatamente con HCl 5.0 N valorado, para posteriormente alimentar el CO_2 grado industrial, UN1013 INFRA, durante 360 min a los flujos de 12.19, 16,32 y 21.39 mL/s, recibiendo en un segundo matraz durante todo el proceso el CO_2 que no es capturado por la EA, análisis realizado con periodos de 2 min de burbujeo en 200 mL de solución en exceso de $\text{Ba}(\text{OH})_2 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$, al mismo tiempo se monitorea la temperatura de la reacción y el potencial de Hidrógeno.

RESULTADOS

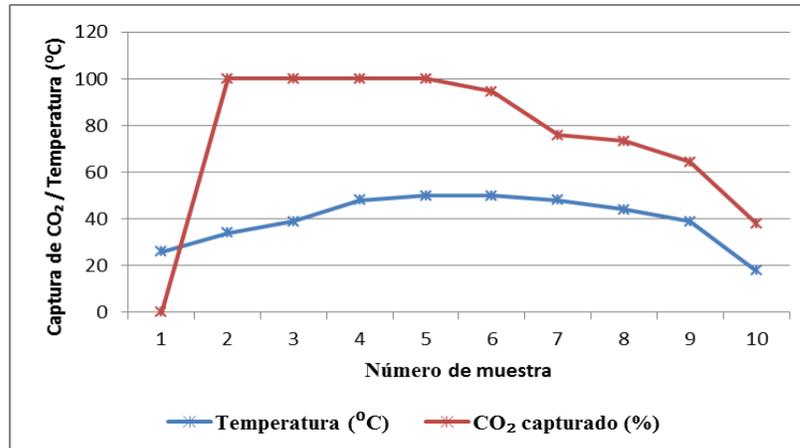
Al preparar las solución de EA la temperatura (26°C) de la solución aumenta a tasas diferentes a medida que se alimenta el CO_2 en cada uno de los flujos experimentados (12.19, 16.32 y 21.39 mL/s) hasta llegar a un valor máximo para después descender hasta la temperatura ambiente, por ejemplo en la **Tabla 1 y en las Gráficas 1,2 y 3** se observa que para el flujo de 12.19 mL/s la temperatura máxima de reacción (TMR) es de 45°C y se alcanza a los 100 min a razón de $0.19^{\circ}\text{C}/\text{min}$, mientras que para el flujo de 16.32 mL/s la TMR (50°C) se alcanza a los 69 min a razón de $0.34^{\circ}\text{C}/\text{min}$ y finalmente cuando el CO_2 se alimenta a 21.39 mL/s la TMR es de 52°C a los 70 min con un incremento de temperatura de $0.37^{\circ}\text{C}/\text{min}$. Es importante observar que antes de la TMR en todos los flujos estudiados no se presenta burbujeo de CO_2 en el matraz receptor con $\text{Ba}(\text{OH})_2 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$, lo que hace concluir que todo el CO_2 que se está alimentando es capturado por la EA (100 % de captura). Después de la TMR la temperatura disminuye paulatinamente hasta alcanzar la temperatura ambiente (TA) en donde se presenta el menor % de captura por ejemplo para el flujo de 16.32 mL/s la TA es de 18°C y el porcentaje de captura de CO_2 es de 70.5 %. Después de la TMR se inicia el burbujeo en el matraz receptor, teniendo los primeros valores de CO_2 que no es capturado. Es evidente que bajo estas condiciones gran parte del CO_2 alimentado no reacciona con la EA y por consiguiente se disminuye su capacidad de captura. Es importante mencionar que la TMR (45°C) se alcanza en un tiempo mayor (100 min) a razón de $0.19^{\circ}\text{C}/\text{min}$ cuando se alimenta CO_2 a 12.19 mL/s y es en este flujo donde el proceso de captura de CO_2 aparenta ser el más acentuado. La tendencia de aumento y descenso de la temperatura así como la captura de CO_2 es muy similar en todos los procesos sin embargo es importante mencionar que cuando la alimentación de CO_2 es de 16.32 mL/s la reacción exotérmica es más acentuada y la temperatura se incrementa a una tasa de $0.34^{\circ}\text{C}/\text{min}$ hasta alcanzar la TMR (50°C) a los 69 min para después descender a razón de $0.1^{\circ}\text{C}/\text{min}$ hasta la TA (18°C) teniendo en estas condiciones una captura de CO_2 del 38 %. Por otro lado cuando el CO_2 se alimenta a 21.39 mL/s la temperatura se incrementa a razón de $0.37^{\circ}\text{C}/\text{min}$ y la TMR (52°C) se alcanza a los 70 min para después descender a razón de $0.14^{\circ}\text{C}/\text{min}$ hasta la TA (10°C) y la captura de CO_2 es de 77.61 %

Tabla 1:- Captura de CO₂ con EA al 30 % en solución acuosa en función del flujo de alimentación (12.19, 16.32 y 21.39 mL/s). Donde CO₂ (%) es el CO₂ capturado y EA (%) es la EA que se utilizó para la captura.

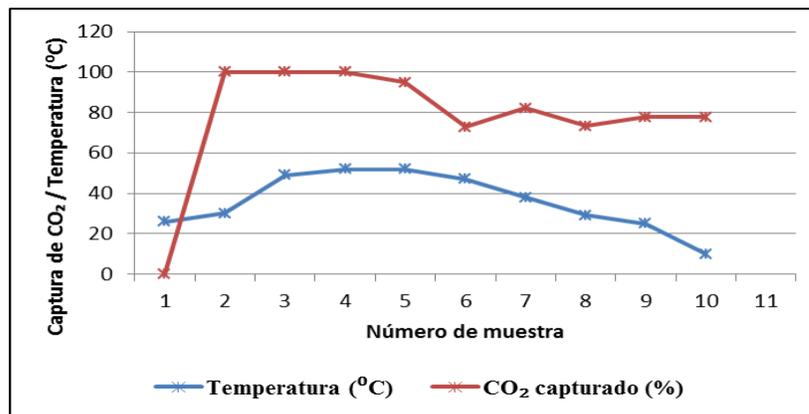
| CO ₂ /12.19 mL/s | | | CO ₂ /16.32 mL/s | | | CO ₂ /21.39 mL/s | | |
|-----------------------------|--------|---------------------|-----------------------------|--------|---------------------|-----------------------------|--------|---------------------|
| t (min) | T (°C) | CO ₂ (%) | t (min) | T (°C) | CO ₂ (%) | t (min) | T (°C) | CO ₂ (%) |
| 0 | 26 | 0 | 0 | 26 | 0 | 0 | 26 | 0 |
| 20 | 29 | 100 | 20 | 34 | 100 | 10 | 30 | 100 |
| 40 | 33 | 100 | 40 | 39 | 100 | 60 | 49 | 100 |
| 60 | 39 | 100 | 60 | 48 | 100 | 70 | 52 | 100 |
| 70 | 40 | 100 | 69 | 50 | 100 | 71 | 52 | 94.81 |
| 90 | 42 | 100 | 70 | 50 | 94.56 | 100 | 47 | 72.8 |
| 100 | 45 | 100 | 90 | 48 | 75.84 | 130 | 38 | 82.05 |
| 101 | 45 | 84.02 | 100 | 44 | 73.42 | 190 | 29 | 73.17 |
| 110 | 45 | 81.04 | 120 | 39 | 64.36 | 220 | 25 | 77.61 |
| 120 | 45 | 78.72 | 360 | 18 | 38.03 | 360 | 10 | 77.61 |
| 140 | 43 | 72.33 | | | | | | |
| 200 | 26 | 68.08 | | | | | | |
| 290 | 20 | 68.08 | | | | | | |
| 360 | 20 | 70.5 | | | | | | |



Gráfica 1.- Captura de CO₂ con EA al 30 % en solución acuosa en función del flujo de alimentación de CO₂ (12.19 mL/s).



Gráfica 2.-Captura de CO₂ con EA al 30 % en solución acuosa en función del flujo de alimentación de CO₂ (16.32 mL/s).



Gráfica 3.-Captura de CO₂ con EA al 30 % en solución acuosa en función del flujo de alimentación de CO₂ (21.39 mL/s).

CONCLUSIONES

- 1.- La captura del CO₂ se efectúa principalmente durante el tiempo en el cual la temperatura de reacción llega a su valor máximo.
- 2.- Después de alcanzar la temperatura máxima de reacción esta disminuye paulatinamente hasta alcanzar la temperatura ambiente en donde se presenta el menor porcentaje de captura de CO₂.
- 3.- La eficiencia de captura es prácticamente la misma para los tres flujos experimentados (12.19, 16,32 y 21.39 mL/s).

DETERMINACIÓN DE LA ZONA DE CARGA E INUNDACIÓN DE LA COLUMNA DE ABSORCIÓN PARA LA CAPTURA DE CO₂.

La separación de una mezcla gaseosa se puede obtener de varios modos. Por ejemplo, cuando interesa separar uno o algunos de los componentes, es conveniente recurrir a la absorción. Con esta operación el componente o los componentes pasan desde la fase gaseosa hacia la fase líquida, de manera selectiva. Las aplicaciones industriales son numerosas y pueden tener varios objetivos. Por ejemplo, puede interesar un componente del gas porque es nocivo, o bien recuperarlo porque es valioso. En este caso el líquido a emplear se elige en relación a las características físico-químicas más convenientes y también de acuerdo al criterio económico (Universidad Nacional Experimental “Francisco de Miranda” 2014, en línea). Una torre o columna empacada es una estructura vertical, normalmente cilíndrica en cuyo interior se alojan materiales que la rellenan (empaques). Este tipo de equipos se usan para proveer un contacto íntimo entre las fases que coexisten en un proceso determinado que se sucede a contracorriente; esto proporciona grandes áreas de contacto interfacial con el objeto de facilitar el intercambio de masa, calor o ambos simultáneamente. Las columnas empacadas son utilizadas en una gran gama de procesos, como la destilación, la extracción, la humidificación y en la absorción gaseosa.

La absorción es una operación de contacto gas-líquido, donde el líquido cae por gravedad desde el tope de la torre, mojando en forma de película el material que conforma el relleno. El gas, sin embargo entra por la parte inferior del equipo y sube por los espacios libres entre los empaques. El diseño de torres de absorción gaseosa es un proceso integral, que se inicia con el diseño del empaque, que requiere de la consideración de factores mecánicos, la caída de presión, la capacidad de flujo y la inactividad que presenta ante los compuestos del proceso.

Para el diseño óptimo o selección de un empaque se requiere que cumpla entre otras, con las siguientes características:

Alta capacidad: El relleno debe ser capaz de resistir altas tasas de flujo por tiempos prolongados, altas caídas de presión en el seno de la columna ya que, las pérdidas de carga son función de la velocidad de los fluidos.

Inertes: El material del que esté constituido el relleno debe de ser completamente inocuo a las sustancias involucradas en la absorción.

Económicos: Los rellenos representan un alto porcentaje en el costo total del equipo, por ello se recomienda que sea económico y de fácil adquisición.

De gran área: Un empaque debe proporcionar una gran área de contacto entre las fases involucradas, su superficie debe de ser de fácil mojado para el líquido y acceso para el gas, esto por supuesto, facilita la transferencia de masa.

Resistente: Un empaque debe ser resistente a la corrosión y a la abrasión causada por el constante flujo a altas velocidades.

Livianos: deben de ser ligeros, porque una torre empacada muy pesada, resulta no factible desde el punto de vista de dimensionamiento de equipos, aun cuando el proceso tenga alta eficiencia.

PREPARACIÓN DE LA COLUMNA DE ABSORCIÓN

Líneas de alimentación de aire y agua

Se estandarizaron las líneas de alimentación de aire y agua en relación a las medidas de tubería, válvulas y conectores a 3/4 de pulgada, logrando con ello tener flujos de aire y de agua uniformes.

Pruebas de fugas

Se realizaron las pruebas de fuga de las líneas de alimentación de agua hasta un flujo máximo de 1.2 L/s y de aire hasta un flujo máximo de 350 L/min, las pruebas se fueron repitiendo hasta lograr no tener fuga ni de agua ni de aire.

Pruebas hidrodinámicas

Las pruebas hidrodinámicas se realizaron para determinar la capacidad de la columna considerando las magnitudes de flujo del sistema aire-líquido, que se puedan alimentar sin que esta se inunde. Para ello se analizaron las diferentes zonas de experimentación de la columna (laminar, turbulenta y de anegamiento). Los parámetros considerados fueron la

caída de presión que se genera entre el fondo y el domo del lecho empacado de la columna y la retención líquida (película de agua adherida al material de empaque de la columna).

Los experimentos se llevaron a efecto en una columna cilíndrica, **Figura 1**, de 0.075 m de diámetro interno y 2.3 m de altura neta. La columna es de vidrio pyrex con espesor de pared de 0.007 m. La altura empacada con acero inoxidable es de 1.7 m de altura, contando un área de sección transversal de 0.0044 m^2 y un volumen interno de 0.0102 m^3 .



Figura 1. Columna de absorción con empaque estructurado de acero inoxidable.

La hidrodinámica de la columna se obtuvo determinando la caída de presión, con un medidor diferencial de agua tipo U, debido al paso del aire a través del lecho empacado tanto en seco (sin flujo de agua) así como con flujo del líquido a contracorriente, proceso que se inició aumentando paulatinamente el flujo del agua hasta tener un flujo constante de 1 L/min para posteriormente alimentar el aire a diferentes flujos, entre 0 y $22 \text{ m}^3/\text{h}$, obteniendo la caída de presión correspondiente en el lecho empacado con cada valor de flujo de aire. El procedimiento se repite para otros tres valores constantes de flujo de agua 2.0, 2.5 y 2.8 L/min (**Tabla 1**), hasta llegar a la zona de inundación. Área en donde se evita el paso del aire a través de la columna y en donde a partir de estos valores la caída de presión se vuelve infinita. **Figura 2.**

| Flujo de agua (L/min) | | | | | |
|--------------------------------------|-------------------------------------|------|-------|----------|----------|
| ----- | 0.0 | 1.0 | 2.0 | 2.5 | 2.8 |
| Flujo de aire (m ³ /h) | ΔP (mm de H ₂ O) | | | | |
| 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 5.0 | 1.0 | 3.0 | 3.5 | 4.5 | 4.5 |
| 10.0 | 2.0 | 4.0 | 4.0 | 8.0 | 8.0 |
| 13.8 | 4.0 | 6.5 | 8.0 | 14.0 | 18.0 |
| 18.5 | 7.0 | 12.0 | 28.0 | 42.0 | 270.0 |
| 20.0 | 8.0 | 15.0 | 53.0 | 233.0 | α |
| 22.0 | 8.5 | 17.0 | 235.0 | α | α |

Tabla 1:- Caída de presión debido al paso del aire a través del lecho empacado, sin flujo de agua y con flujo de agua a contracorriente.

RESULTADOS

En la **Figura 2** se presenta la variación de la caída de presión en función del flujo del aire en la columna de absorción con empaque de acero inoxidable, la caída de presión de los experimentos con flujo de agua son mayores que en los experimentos en donde no hubo fluido de agua. Puntualizando, cuando no hay flujo de agua la caída de presión tiene valores muy bajos (menor de 10 mm de columna de H₂O), se puede observar que este comportamiento es muy similar cuando se emplean flujos de agua pequeños como el de 1 L/min (régimen laminar). En contraste, con flujos de agua de 2, 2.5 y 2.8 L/min la caída de presión aumenta rápidamente llegando a valores máximos de 235 mm de H₂O para un flujo de aire de 22 m³/h, 233 mm de H₂O para un flujo de 20 m³/h y 270 mm de H₂O para 18.5 m³/h respectivamente. Estos resultados indican que por debajo de flujos de agua de 1 L/min la retención del agua en el empaque está en función del flujo del agua y que con flujos mayores, la retención del agua depende directamente de los flujos de aire.

Se puede apreciar que cuando los experimentos se realizan con flujos de agua superiores a 1 L/min, por ejemplo, el caso particular de 2 L/min se tiene una diferencia significativa en

la caída de presión (de 8 a 28 mm de H₂O, diferencia aún más acentuada de 28 a 235 mm de H₂O). Estos resultados dan clara evidencia de la importancia de los flujos de aire en esta región, de acuerdo con los resultados el área comprendida entre el inicio de la pendiente (8 mm de H₂O) y el inicio del comportamiento asintótico (53 mm de H₂O) es la zona de carga (región turbulenta), donde todas las partículas del empaque están cubiertas por una película del líquido y corresponde a un contacto gas-líquido óptimo. Es el punto donde el aumento de las pérdidas de carga en la columna es función de ambos flujos y además es paulatino, lo cual favorece la transferencia de masa, en resumen es el área en donde se realizarán los experimentos de captura de CO₂. Finalmente cuando las líneas el comportamiento asintótico se llega a la región de inundación o de agotamiento, es decir el área en donde el aire ya no puede ascender ni el agua descender (ninguno de los dos pasan a través del empaque de acero inoxidable), definiendo la capacidad máxima de operación de la columna. Este comportamiento se presenta de manera más marcada y gradual en los experimentos con flujos de agua de 2.5 y 2.8 L/min, en donde se definen los siguientes parámetros de proceso: para el primer caso, la región de carga se precisó entre 14 y 42 mm de H₂O para flujos de aire de 13.8 y 18.5 m³/h respectivamente y la región de inundación o de anegamiento a partir de 233 mm de H₂O, para un flujo de aire de 20 m³/h. En tanto que para el segundo caso, la región de carga está entre 8 y 18 mm de H₂O para flujos de aire de 10 y 13.8 m³/h respectivamente y la región de inundación o de anegamiento a partir de 270 mm de H₂O para un flujo de aire de 18.5 m³/h.

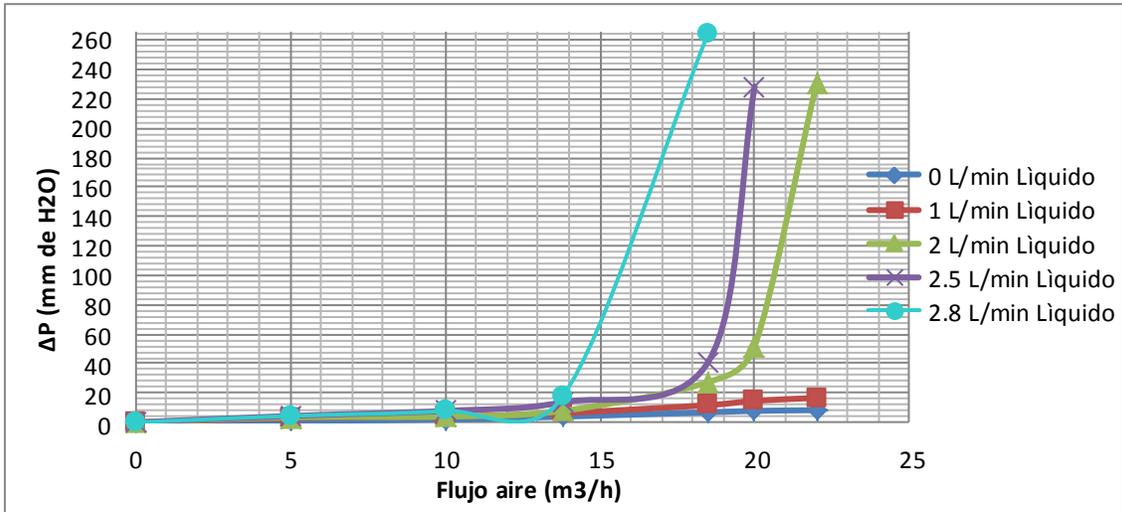


Figura 2.-Comportamiento hidrodinámico del sistema aire-agua; del acero inoxidable en la columna de absorción.

CONCLUSIONES

- 1.- Se determinaron las regiones de carga y de inundación del sistema aire-agua para flujos de agua de 2, 2.5 y 2.8 L/min en la columna de absorción con empaque de acero inoxidable.
- 2.-Se tiene lista la columna de absorción para realizar los experimentos de captura de CO₂ utilizando etanol amina.

DISCUSIÓN GENERAL Y SUGERENCIAS

Como se mencionó en los antecedentes el suministro de energía primaria seguirá estando dominado por los combustibles fósiles hasta a mediados del presente siglo, por lo tanto se seguirá presentando la misma tendencia de aumento de emisiones de CO₂. Al respecto el Programa de las Naciones Unidas del Medio Ambiente, así como expertos en el tema hacen mención de que las concentraciones de CO₂ en la atmósfera se han incrementado gradualmente a partir de 1860, pasando de 280 ppm hasta llegar a una concentración actual de 400, con base en ello se predice que en caso de no tomar acciones que minimicen y/o controlen sus emisiones a la atmósfera la concentración global de CO₂ para el 2100 será de 750 ppm. En consecuencia la recomendación globalizada es evitar las emisiones de CO₂ hasta estabilizar su concentración promedio en la atmósfera de 400 ppm, empleando una de las diferentes técnicas de captura y almacenamiento de CO₂. En particular, México en el 2007 se encontraba en el lugar número 13 del ranking mundial y número 1 del sector energético en América Latina y el Caribe en cuanto a emisiones con 453 millones de toneladas de CO₂. Sin embargo es uno de los dos países latinoamericanos de habla hispana (junto con Costa Rica) en establecer objetivos específicos y voluntarios para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero: Una disminución del 50 % para 2050 respecto a los niveles del 2002. Nuestro país también es un ferviente impulsor de un Fondo Verde Global que recibiría dinero de todos los países (con excepción de los más pobres) para financiar proyectos ecológicos. En los últimos años el cambio climático ha sido uno de los temas más importantes en la vida diaria. Organismos e instituciones tanto nacionales como internacionales, medios de comunicación, diplomáticos y políticos entre otros enfatizan cada vez más la urgencia de (no libre de polémica y debate) actuar, en el corto plazo, para minimizar, reducir y/o evitar las emisiones excesivas de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera y poder evitar impactos mayores a los que ya se prevén. Resulta importante resaltar que la mayoría de las diferentes opciones tecnológicas conocidas para la captura de CO₂ alcanzan diversos niveles de estabilización del CO₂ atmosférico, pero ninguna opción tecnológica puede lograr por sí sola las reducciones de emisiones necesarias, más bien se necesitará una combinación de medidas de mitigación para lograr la estabilización adecuada, incluyendo políticas gubernamentales que proporcionen las

estructuras adecuadas que permitan aplicar estas tecnologías como por ejemplo el canalizar eficientemente los recursos para regular y vigilar la reducción de la contaminación del ambiente. El Proceso de captura y almacenamiento de CO₂ para mitigar las emisiones de este gas a la atmósfera tiene opiniones a favor y en contra, por ejemplo algunas organizaciones ecologistas, han señalado que la captura y almacenamiento de CO₂ no sería una medida efectiva ya que esta tecnología únicamente “trata de esconder los problemas, sin garantía alguna de resolverlos, y dejando a generaciones futuras una hipoteca ambiental más, esperando que sean ellas las que encuentren la solución adecuada”. Los que están a favor señalan que esta técnica podría tener un papel importante en todo el mundo en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que contribuyen al cambio climático. Y que a pesar de las opiniones de los ecologistas y del alto precio de la aplicación de la captura y almacenamiento de CO₂, hay proyectos en marcha en esta dirección en Estados Unidos, Arabia Saudí, y Australia. Uno de los dos proyectos en construcción en Estados Unidos es la Planta de Kemper County, en Misisipi, en la que se capturará el 65 % del CO₂ producido, otro caso importante es el de la Central térmica y de carbón (Boundary Dam) situada al oeste de Canadá puesta en operación en octubre del 2015 que evitará la emisión a la atmósfera de un millón de toneladas de CO₂ al año.

Los logros del trabajo desarrollado en el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares, ININ, pueden sumarse a los estudios y logros del Instituto de Investigaciones Eléctricas, IIE, sobre las investigaciones y desarrollo tecnológico sobre la captura y almacenamiento de dióxido de carbono de los gases de combustión, CAC, para mitigar el problema del cambio climático y mejorar la calidad del aire, así como fomentar una relación más estrecha entre ambas instituciones para unir esfuerzos y aplicar los conocimientos adquiridos en la CAC en los sectores energéticos y/o industriales que queman combustible fósil en sus procesos y además coadyuvar a que nuestro país tenga alternativas para cumplir con los compromisos del protocolo de Kyoto y con las recomendaciones del IPCC.

Además, se hace un análisis de las diferentes investigaciones y que se están realizando a nivel mundial para mitigar y/o estabilizar las concentraciones atmosféricas del CO₂, se tiene entre otros el proceso de captura de dióxido de carbono que puede aplicarse a grandes fuente puntuales entre las que se incluyen las centrales termo eléctricas (CT). Entre las

principales opciones de captura para mitigar y/o estabilizar las concentraciones atmosféricas de CO₂ de los gases de combustión, destacan el uso de solventes como las alcanol aminas entre ellas la etanol amina, la piperazina, mezclas de aminas y nuevos solventes que en el momento se encuentran en la etapa de investigación. La tecnología utilizando la absorción química es selectiva y adecuada para la captura de CO₂ como es el caso de las centrales eléctricas ya que a las condiciones de temperatura en las que se lleva a cabo el proceso (entre 40 y 60°C) se lleva a cabo una reacción química irreversible en donde el disolvente captura al CO₂ para formar un compuesto intermediario débilmente unido que se puede regenerar con la aplicación de calor produciendo la corriente del disolvente y de CO₂ relativamente puros.

Termino con la sugerencia general, para mi muy acertada, de tomar en cuenta la afirmación hecha por el Comisario Responsable de Ciencias de la Investigación en Dinamarca, Janes Potocnik, que textualmente dice: “El desarrollo de tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ permite reducir las emisiones a mediano plazo y mejorar la calidad del aire mientras se desarrollan las energías renovables que no generen dióxido de carbono”.

Agradecimientos

Al Consejo Nacional de Ciencia Y Tecnología (CONACYT) por el apoyo proporcionado para la realización de la investigación dentro de las actividades del proyecto SEP-CONACYT de Ciencias Básicas II-2007-01-82987, Gastos de Operación, “Evaluación de la eficacia del proceso de captación de CO₂ mediante absorción química con la monoetanolamina”, vigencia enero 2009 - febrero 2013.

Al Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ), en particular a la Gerencia de Ciencias Ambientales y al Departamento de Estudios del Ambiente por el apoyo prestado para la realización del presente trabajo

A todas aquellas personas que de alguna manera contribuyeron en la culminación de esta tesis.

REFERENCIAS

Aboudheir A. Kinetics. (2002). Modeling and Simulation of Carbon Dioxide Absorption into Highly Concentrated and Loaded MEA Solutions. Ph. D. Thesis, Faculty of Engineering, University of Regina, Regina, Saskatchewan, Canada.

Abu-Khader M. (2006). Recent Progress in CO₂ Capture/Sequestration: A Review, Energy Sources, Part A, 28, 1261-1279.

Aga R. and Zeebroeck. (2007). Captura y Secuestro de CO₂: ¿La Solución Para Los Grandes Consumidores Industriales De Energías Fósiles? Ingeniería Química, ISSN 0210-2064, 448, 130-144.

Bello A. and Idem R. (2005). Pathways for the Formation of Products of the Oxidative Degradation of CO₂-Loaded Concentrated Aqueous Monoethanolamine Solutions During CO₂ Absorption from Flue Gases. Ind. Eng. Chem. Res. 44, 945-969.

Bello A. and Idem R. (2006). Comprehensive Study of the Kinetics of the Oxidative Degradation of CO₂ Loaded and Concentrated Aqueous Monoethanolamine (MEA) With and Without Sodium Metavanadate during CO₂ Absorption from Flue Gases. Ind. Eng. Chem. Res. 45, 2569-2579.

Bruselas, 15 (Europa Press), (2006). Dinamarca Inaugura la Mayor Planta del Mundo de Captura de CO₂. www.lukor.com/ciencia/noticias/0603/15082150.htm.

Cacosta A. (2008). España Espera Generalizar la Captura y Almacenamiento de CO₂ a partir de 2020. <http://www.abc.es/20081022/nacional-sociedad/espana-espera-generalizar-captura-20081022.html>.

Carapellucci R. and Milazzo. A. (2003). Membrane Systems for CO₂ Capture and their Integration with Gas Turbine Plant. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers: Journal of Power and Energy. Part A, 505-517.

Chapel D.; Daniel F.; Ernest J. and Mariz C. (1999). Recovery of CO₂ from Flue Gases: Commercial Trends. Originally Presented at the Canadian Society of Chemical Engineers Annual Meeting, October (1999).

Chávez R. H., Guadarrama J. J., and Klapp J. (2007). Environmental Science and Engineering. Towards a Cleaner Planet. Energy for the Future. Jaime Clapp, Jorge L. Cervantes-Cota and Federico Chávez Alcalá (Eds), Springer. 99-112.

Chavez R. H, de la Rosa E. M. and Guadarrama J. J., Chapter 4: Characterization and application of structured packing for CO₂ capture, eBook “Recent technologies in capture of CO₂”, p95-118, Bentham Science Publisher, 2014, eISBN 9781608059249.

Chi S. and Rochelle G. (2002). Oxidative Degradation of Monoethanolamine. *Ind. Eng. Chem. Res.* 41, 4178-4186.

Cowan R.; Ge J.; Qin J. and McGregor M. (2003). CO₂ Capture by Means of an Enzyme-Based Reactor. *Ann. N. Y. Acad. Sci.* 984, 453-469.

Conway W., Beyad Y., Feron P., Richner G. y Puxty G. (2014). CO₂ absorption into aqueous amine blends containing benzylamine (BZA), monoethanolamine (MEA), and sterically hindered/tertiary amines. *Energy Procedia.* 63, 1835-1841.

Conway W., Bruggink S., Beyad Y., Luo W., Melián-Cabrera I., Puxty G. y Feron P. (2015). CO₂ absorption into aqueous amine blend solutions containing monoethanolamine (MEA), N,N-dimethylethanolamine (DMEA), N,N-diethylethanolamine (DEEA) and 2-amino-2methyl-1-propanol (AMP) for post-combustion capture processes. *Chem. Eng. Sci.* 126, 446-454.

Darde V., Thomsen K., van Well W., y Stenby E. (2010). Chilled ammonia process for CO₂ capture. *Int. J. Greenh. Gascon.* 4, 131-136.

Davison, R. (2007) Post combustion carbon capture from coal fired plants-solvent scrubbing. IEA Greenhouse Gas R & D Program (IEA GHG) Technical Study, Report Number 2007/15, July 2007. ISBN 92-9029-444-2.

Delfor B., Carrette P. y Bonnard L. (2011). MEA 40 % with improved oxidative stability for CO₂ capture in post-combustion. *Energy Procedia.* 4, 9-14.

Domínguez G. (2007). El Calentamiento Global, Una Realidad., Médico Moderno. 14-23.

ECO Huellas. (2008). Reducción de Dióxido de Carbono a Través de la Captura. Ecohuellas. wordpress.com/2008/10/21.

Enciclopedia de Salud y Seguridad en el Trabajo. Guía de productos químicos, Propiedades de las amidas y aminas alifáticas www.inst.es/Inshtweb/Contenidos/Documentación, consultado 13 de enero 2016.

Escolástico S. R. (2012) Membranas de Separación de Gases Basadas en Conductores Iónicos Mixtos y sus Aplicaciones en Catálisis. Universidad Politécnica de

Valencia, Departamento de Química, Instituto de Tecnología Química, Tesis Doctoral, diciembre 2012.

El Universal, (2008). ¿México D. F. Reduciría Captura de Dióxido de Carbono, Emisiones de Gases Invernadero? [www el –universal./com.mx/articulos/50163.htm](http://www.el-universal.com.mx/articulos/50163.htm).

Freeman S., Dugas R., Wagener D., Nguyen T. y Rochelle G. (2009). Carbon dioxide capture with concentrated, aqueous piperazine. *Energy Procedia*. 1, 1489-1496.

Freeman S., Davis J. y Rochelle G. (2010). Degradation of aqueous piperazine in carbon dioxide capture. *Int. J. Greenh. Gascon*. 4, 756-761.

Gale J. and Davidson J. (2002). Transmission of CO₂. Safety and Economic Considerations. 6th Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Kyoto.

Gervasi J., Dubois L. y Thomas D. (2014). Screening test of new hybrid solvents for the post-combustion CO₂ capture process by chemical absorption. *Energy Procedia*. 63, 1854-1862.

Glasstone S. y Sesonke A. *Ingeniería de Reactores Nucleares*, 2005, Editorial Reverté, SA, Barcelona, Bogotá, Buenos Aires, Caracas, México. Versión digital 2005. ISBN; 84-291-4035-2

Goff G. and Rochelle G. (2004). Monoethanolamine Degradation: O₂ Mass Transfer Effects under CO₂ Capture Conditions. *Ind. Eng. Chem. Res.* 43, 6400-6408.

González S. J. (2010) Secuestro y captura de CO₂: Una opción para mitigar el cambio climático.. www.iie.org.mx/boletin042010/tenden.pdf Tendencias tecnológicas, octubre diciembre-10, pp 139-149

González D. A., Franco N. J., Peralta M. M., Gonzáles S. M. Franco L. R. y Carreón S. R. Estudio técnico del proceso de captura de CO₂ con monoetanloamina para una planta termoeléctrica. www.iie.org.mx/boletin042010/biie042010.pdf Artículos técnicos, octubre diciembre-10, pp 150-155.

Idem R.; Wilson M.; Tontiwachwuthikul P.; Chakma A.; Veawab A.; Aroonwilas A. and Gelowitz D. (2006). Pilot Plant Studies of the CO₂ Performance of Aqueous MEA and Mixed MEA/MDA Solvents at the University of Regina CO₂ Capture Technology Development Plant and the Boundary Dam CO₂ Capture Demonstration Plant. *Ind. Eng. Chem. Res.* 45, 2414-2420.

Instituto Nacional de Ecología. (2008). Coordinación del Programa del Cambio Climático. Primera Comunicación Nacional. www.ine.gob.mx/cclimatico/conf_partes.htm.

Jaureguiberry S. T. (2008). Estudio Comparativo de Procesos de Recuperación de CO₂ por Absorción con Aminas. Universidad Politécnica de Catalunya, España. http://biblioteca.universia.net/html_bura/ficha/params/id/1420086.html.

Jaramillo L. M. Curso de Química Orgánica General (2001) Universidad del Valle Santiago de Cali, Facultad de Ciencias, Departamento de Química.

Kohl A. L. and Nielsen R. B. (1997). Gas Purification; Gulf Publishing: Houston, TX.

Lawal O.; Bello A. and Idem R. (2005). The Role of Methyl Diethanolamine (MDEA) in Preventing the Oxidative Degradation of CO₂ Loaded and Concentrated Aqueous Monoethanolamine (MEA)-MDEA Blends during CO₂ Absorption from Flue Gases. *Ind. Eng. Chem. Res.* 44, 1874-1896.

Lee S.; Filburn T.; Gray M.; Park J. and Song H. (2008). Screening Test of Solid Amine Sorbents for CO₂ Capture. *Ind. Eng. Chem. Res.* 47, 7419-7423.

Lepaumier H., da Silva E., Einbu A., Grimstvedt A., Knudsen J., Zahlsen K. y Svendsen H. (2011). Comparison of MEA degradation in pilot-scale with lab-scale experiments. *Energy Procedia.* 4, 1652-1659.

Ley General del Cambio Climático (2015), últimas reformas. Diario Oficial de la Federación 13 de mayo del 2015.

Lorenzo Marta (2014). Canadá pone en marcha la primera central eléctrica que captura el CO₂ que genera. *Tendencias21* (www.tendencias21.net).

Lu B., Jin J., Zhang L. y Li W. (2012). Absorption of carbon dioxide into aqueous blend of monoethanolamine and 1-butyl-3-methylimidazolium tetrafluoroborate. *Int. J. Greenh. Gascon.* 11, 152-157.

Mazen M. and Abu-Khader M. (2006). Recent Progress in CO₂ Capture/Sequestration: A Review. *Energy Sources, Part A*, 28:1261-1279.

Moreno A. J., Chávez R. H, Colín C. A. y Pavón S. T., (2015) “Pérdida de etanol amina en los sistemas EA-H₂O-aire y EA-H₂O-O₂ en la captura de CO₂”, *Revista Internacional de Contaminación Ambiental (Rev. Int. Contam. Ambie.)*, de la UNAM, RICA-, 31(3), 271-278, 2015.

Odenberger M. and Svensson R. (2003). Transportation Systems for CO₂—Application to Carbon Sequestration. Technical Report. N° T2003-273. Department of Energy Conversion Chalmers University of Technology, Suiza.

Painter, J. (2009), Analista BBC, Mundo, 22 de diciembre 2009. Fuente original La Administración de Información Energética de Los Estados Unidos de Norte América.

Panel Inter Gubernamental de Expertos Sobre el Cambio Climático. (2005) Informe especial “La captación y almacenamiento de dióxido de carbono” Resumen para responsables de políticas y Resumen técnico”. Reunión del Grupo de Trabajo III (Mitigación del Cambio Climático) del IPCC, Montreal Canadá, del 22 al 24 de septiembre. Editorial Cambridge University Press, 57 p. En línea www.cambridge.org y www.ipcc.ch. ISBN 92-9169-319-7.

Peral A. (2010). Desarrollo de Materiales Sólidos Para Captura de CO₂ a Bajas Temperaturas. Proyecto de fin de carrera en Ingeniería y Materiales. Septiembre 2010.

Planelles Manuel, (2015). La cumbre de París cierra un acuerdo histórico contra el cambio climático. <http://internacional.elpais.com/internacional/2015/12/12>.

Pozas R.; Swansy B.; Kuhne C. y Figueroa G. (2007). Para Entender el Cambio Climático, Una Guía Sobre Qué es y sus Impactos Económicos. Este País, 5958-64.

Protocolo De Kyoto De La Convención Marco De Las Naciones Unidas Sobre El Cambio Climático* (1998). Nueva tirada por razones técnicas. FCCC/INFORMAL/83*. (1998), GE.05-61702 (S) 130605.

Rochelle G., Chen E., Freeman S., Van D., Xu Q. y Voice A. (2011). Aqueous piperazine as the new standard for CO₂ capture technology. Chem. Eng. J. 171, 725-733.

Romeo M. L. y Escosa M. J. (2006). Confinamiento de CO₂. Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos (CIRCE). Universidad de Zaragoza. Centro Politécnico Superior. María de Luna, 3, 50018 Zaragoza. Juan C. Ballesteros, Endesa Generación S.A. Ribera del Loira 60, Madrid.

Rooney P. C.; DuPart M. S. and Bacon T. R. (1998). Hydrocarbon Processing, 109-113.

Sánchez J.A., Oliver R. y Estrany F. (2006). Planta para la recuperación del dióxido de carbono de los gases de combustión. Técnica Industrial, 261,35-41.

Sanz E. (2013) Captura de CO₂ mediante adsorbentes Silíceos Mesoestructurados funcionalizados con Grupos Amino ISBN (Ebook), 978-3-656-45464-9. ISBN (libro) 978-3-656-45568-4.2013.

SEMARNAT, (2006). Coordinación General de Comunicación Social, Dirección de Información. Comunicado de Prensa Núm. 049/06, México D. F.

Smith C.; Heeringen G. and Grinsven F. (2002). Degradation of Amine Solvents and the Relation with Operational Problems. Shell Global Solutions International B.V., Laurance Reid Conference Oklahoma, February.

Strazisar B.; Anderson R. and White C. (2001). Degradation of Monoethanolamine used in Carbon Dioxide Capture from Flue Gas of a Coal-Fired Electric Power Generating Station. First National Conference on Carbon Sequestration., National Energy Technology Laboratory., Pittsburgh U.S.A.

Strazisar B., Anderson R. and White C. (2003). Degradation Pathway for Monoethanolamine in a CO₂ Capture Facility. Energy and Fuels. 17, 1034-1039.

Supap T.; Idem R.; Veawab A.; Aroonwilas A.; Tontiwachwuthikul P. Chakma A. and Kybett B. (2001). Kinetics of the Oxidative Degradation of Aqueous Monoethanolamine in a Flue Gas Treating Unit. Ind. Eng. Chem. Res. 40, 3445-3450.

Teramoto M.; Ohnishi N.; Takeuchi N.; Kitada S.; Matsuyama H.; Matsumiya N. and Mano H. (2003). Separation and Enrichment of Carbon Dioxide by Capillary Membrane Module with Permeation of Carrier Solution. Separation and Purification Technology. 30, 215-227.

Tobiesen F. A.; Svendsen H. F. and Mejdell T. (2007) Modeling of Blast Furnace CO₂ Capture using Amine Absorbents. Ind. Eng. Chem. Res. 46, 7811-7819.

Universidad Nacional Experimental “Francisco de Miranda”, Area de Tecnología, Departamento de Energética. Práctica No 1, Determinación de los puntos de carga e inundación de una torre empacada de absorción gaseosa para el sistema agua-aire. <https://ingenioconstructivista.files.wordpress.com>. Consultado 13 de enero 2015.

Uyanga I. and Idem R. (2007) Studies of SO₂ and O₂ Induced Degradation of Aqueous MEA during CO₂ Capture from Power Plant Flue Gas Streams. Ind. Eng. Chem. Res. 46, 2558-2566.

Voice A. y Rochelle G. (2011). Oxidation of amines at absorber conditions for CO₂ capture from flue gas. *Energy Procedia*. 4, 171-178.

Wang M., Lawal A., Stephenson P., Sidders J. y Ramshaw C. (2011) Post combustion CO₂ capture with chemical absorption: A estate-of-the- art-review. *Chem. Eng. Res. Des.* 89 1609-1624.

Wapel D., Gronald G., Kalb R. y Draxler J. (2010). Ionic liquids for post-combustion CO₂ absorption. *Int. J. Greenh. Gascon.* 4, 486-494.

Wu X., Yu Y., Qin Z. y Zhang Z. (2014). The advances of post-combustion CO₂ capture with chemical solvents: Review and guidelines. *Energy Procedia* 63, 1339-1346.

Water/wastewater, (consultado 13 de enero 2015). www.pollutionsolutions-online.com/water/wastewater Tthe Management of Ammonia in Agriculture Environment.

Yazvikova N. V.; Zelenskaya L.G. and Balyasnikova L.V. J. (1975). *Appl. Chem. USSR* 48, 699-702.

You J.; Park H.; Yang S.; Hong W.; Shin W.; Kang J.; Bok K. and Kim J. (2008). Influence of Additives Including Amine and Hydroxyl Groups on Aqueous Ammonia Absorbent for CO₂ Capture. *J. Phys. Chem. B*, 112, 4323-4328.

Yu Ch., Cheng H. y Tan Ch. (2012). CO₂ capture by alkanolamine solutions containing diethylenetriamine and piperazine in a rotating packed bed. *Int. J. Greenh. Gascon.* 9, 136–147.

ANEXOS

CONSTANCIAS DE TRABAJOS PRESENTADOS EN CONGRESOS

XX Congreso Técnico Científico ININ-SUTIN, Centro Nuclear de México, del 23 - 25 Noviembre 2010.

“Degradación de Etanol Amina en la Captación de CO₂ y Efecto de los Gases de Combustión Asociados (avances)”

El Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares
y el Sindicato Único de Trabajadores de la Industria Nuclear
otorgan el presente

Reconocimiento

A:
Jaime Moreno Alcántara

Por su participación como expositor del trabajo:
Degradación de Etanol Amina en la Captación de CO₂ y Efecto de los Gases de Combustión Asociados (avances)

en el XX Congreso Técnico Científico ININ / SUTIN
realizado del 23 al 25 de noviembre de 2010
en el Centro Nuclear "Dr. Nabor Carrillo Flores."

Dr. Luis Carlos Longoria Gándara
Director de Investigación Científica

Dr. Hilario Siroón Cruz Galindo
Secretario del Sindicato Nuclear

ININ

INSTITUTO NACIONAL DE INVESTIGACIONES NUCLEARES
SECRETARÍA DE ENERGÍA
DICIEMBRE 1 2010
GERENCIA DE CIENCIAS AMBIENTALES

SUTIN

XXI Congreso Técnico Científico ININ-SUTIN, Centro Nuclear de México, diciembre del 2011.

“Captura de Dióxido de Carbono con Etanol Amina en Solución Acuosa en Función del Flujo de Alimentación”



**XXI CONGRESO
TÉCNICO
CIENTÍFICO**
ININ-SUTIN



“USOS PACÍFICOS DE LA ENERGÍA NUCLEAR”

EL INSTITUTO NACIONAL DE INVESTIGACIONES NUCLEARES Y
EL SINDICATO ÚNICO DE TRABAJADORES DE LA INDUSTRIA NUCLEAR

Otorgan el presente:

RECONOCIMIENTO

A

Jaime Moreno Alcántara, Arturo Colín Cruz, Rosa Hilda Chávez
Torres y Thelma Beatriz Pavón Silva

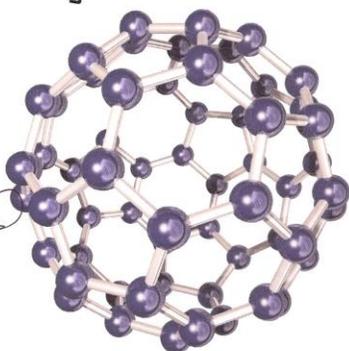
POR SU PARTICIPACIÓN CON EL TRABAJO:

*“Captura de Dióxido De Carbono Con Etanol Amina en solución
acuosa al 30% en Función del Flujo De Alimentación”*

Centro Nuclear de México “Dr. Nabor Carrillo Flores”, Diciembre de 2011

Dr. José A. Ains Morales
Secretario de Política Nuclear, SUTIN

Dr. Luis Carlos Longo Gandara
Director de Investigación Científica, ININ



XXII Congreso Técnico Científico ININ-SUTIN, Centro Nuclear de México, diciembre del 2012.

“Reacción de la Etanol Amina con Dióxido de Carbono en los Sistemas EA-H₂O-CO₂-O₂ y EA-H₂O-CO₂-aire comprimidos”

The image shows the cover of a book or report. At the top, there are logos for ININ (Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares) and SUTIN (Sindicato Único de Trabajadores de la Industria Nuclear). The title of the book is "LA CIENCIA Y TECNOLOGÍA NUCLEAR EN EL NUEVO SEXENIO". Below the title, it says "EL INSTITUTO NACIONAL DE INVESTIGACIONES NUCLEARES Y EL SINDICATO ÚNICO DE TRABAJADORES DE LA INDUSTRIA NUCLEAR Otorgan el presente RECONOCIMIENTO A J. Moreno A., L. Jorge B., K. I. Desales H. POR SU PARTICIPACIÓN CON EL TRABAJO 'Reacción de la Etanol Amina con Dióxido de Carbono en los Sistemas EA-H2O-CO2-O2 Y EA-H2O-CO2-aire comprimidos'". The book is published by the Centro Nuclear de México "Dr. Nabor Carrillo Flores", in December 2012. At the bottom, there are two signatures: one from Dr. José Alanís Morales, Secretario de Política Nuclear, SUTIN, and another from Dr. Julián Sánchez Gutiérrez, Director de Investigación Científica, ININ.

ININ  **XXII CONGRESO TÉCNICO CIENTÍFICO**

ININ - SUTIN 

“LA CIENCIA Y TECNOLOGÍA NUCLEAR EN EL NUEVO SEXENIO”

EL INSTITUTO NACIONAL DE INVESTIGACIONES NUCLEARES Y
EL SINDICATO ÚNICO DE TRABAJADORES DE LA INDUSTRIA NUCLEAR
Otorgan el presente

RECONOCIMIENTO
A

J. Moreno A., L. Jorge B., K. I. Desales H.

POR SU PARTICIPACIÓN CON EL TRABAJO
“Reacción de la Etanol Amina con Dióxido de Carbono en los Sistemas EA-H₂O-CO₂-O₂
Y EA-H₂O-CO₂-aire comprimidos”

Centro Nuclear de México “Dr. Nabor Carrillo Flores”, Diciembre de 2012


Dr. José Alanís Morales
Secretario de Política Nuclear, SUTIN


Dr. Julián Sánchez Gutiérrez
Director de Investigación Científica, ININ

XXIII Congreso Técnico Científico ININ-SUTIN, Centro Nuclear de México del 4 al 6 de diciembre del 2013.

“Pérdida de Etanol Amina en los Sistemas EA-H₂O-Aire y EA-H₂O-O₂ en la Captura de CO₂ con Etanol Amina”



El Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares
y el
Sindicato Único de Trabajadores de la Industria Nuclear
Otorgan el presente

Reconocimiento

a *J. Moreno A1, A. Colín C, R. H. Chávez T1.
y T.B. Pavón S.*

Por su participación con el trabajo
Pérdida de Etanol Amina en los Sistemas EA-H₂O-Aire y EA-H₂O-O₂ en la
Captura de CO₂ con Etanol Amina en el XXIII Congreso Técnico Científico
ININ-SUTIN, realizado en el Centro Nuclear de México, del 4 al 6 de
diciembre de 2013.


Dra. Lydia Paredes Gutiérrez
Directora General del ININ


C. P. Sergio Gómez Aceves
Secretario General del SUTIN



Diciembre de 2013



24° Congreso Técnico Científico ININ-SUTIN, Centro Nuclear de México del 2 al 4 de diciembre del 2014.

”Captura de CO₂ por Absorción Química en Gases de Combustión, Análisis de los Solventes Empleados”



instituto nacional de investigaciones nucleares



El Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares
y el Sindicato Único de Trabajadores de la Industria Nuclear
otorgan el presente

RECONOCIMIENTO

a:

Jaime Moreno Alcántara

Por su participación con el trabajo:

Captura de CO₂ por absorción química en gases de combustión,
análisis de los solventes empleados.



celebrado del 2 al 4 de diciembre de 2014

DRA. LYDIA C. PAREDES GUTIÉRREZ
Directora General del ININ

CP. SERGIO GÓMEZ ACEVES
Secretario General del SUTIN