



TÓPICOS SELECTOS de CIENCIAS QUÍMICAS

Coordinador Leobardo Manuel **Gómez Oliván**



TÓPICOS SELECTOS de CIENCIAS QUÍMICAS

2a edición impresa, abril 2018
1a edición para Internet, abril 2018

ISBN: 978-607-422-928-8
ISBN versión digital: 978-607-422-929-5

D. R. © Universidad Autónoma del Estado de México
Instituto Literario núm. 100 ote.
Centro, C.P. 50000,
Toluca, Estado de México
<http://www.uaemex.mx>

Este libro cuenta con el aval de dos pares externos.

El contenido de esta publicación es responsabilidad de los autores.

En cumplimiento del Reglamento de Acceso Abierto de la Universidad Autónoma del Estado de México, la versión digital de esta obra se pone a disposición del público en el repositorio de la UAEM (<http://ri.uaemex.mx>) para su uso en línea con fines académicos y no de lucro, por lo que se prohíbe la reproducción parcial o total, directa o indirecta del contenido de esta presentación impresa sin contar previamente con la autorización expresa y por escrito de los editores, en términos de lo así previsto por la *Ley Federal del Derecho de Autor* y, en su caso, por los tratados internacionales aplicables.

Impreso y hecho en México

Índice

Prólogo.....	11
I. Comparación de tratamientos electroquímicos en la remoción de fenol.....	13
Rosalinda Marín Nava, Gabriela Roa Morales, Reyna Natividad Rangel, Jaime Espino Valencia y Rubí Romero Romero	
II. Configuraciones alternas de un reactor con intercambio de calor y membranas por simulación	39
Ángel Bautista Delgado, Armando Ramírez Serrano, Rubí Romero Romero y César Pérez Alonso	
III. Estudio económico de una columna de absorción para la captura de CO ₂ emitido en una planta termoeléctrica.....	59
Vidal Morales Mercado, Rosa Hilda Chávez Torres, Rubí Romero Romero y Reyna Natividad Rangel	
IV. Preparación de catalizadores heterogéneos de sodio soportados en zeolita NaX para la obtención de biodiesel	81
Sandra Luz Martínez Vargas, Rubí Romero Romero, Reyna Natividad Rangel y Víctor Sánchez Mendieta	
V. Recubrimiento de monolitos con LaMnO ₃ /γ-Al ₂ O ₃	101
María del Carmen Zepeda Mondragón, Reyna Natividad Rangel, Ramón Montiel López, Armando Ramírez Serrano, Rosa María Gómez Espinosa	
VI. Estabilidad térmica oxidativa de un sistema nutracéutico incorporando aceite esencial de chía (<i>Salvia hispanica</i> L.) y ácido ascórbico en emulsiones dobles.....	121
Héctor Carrillo Navas, Julián Cruz Olivares, Juan Orozco Villafuerte, Eleazar Aguirre Mandujano y César Pérez Alonso	
VII. Purificación de un antígeno recombinante de hepatitis E expresado en <i>Hansenula polymorpha</i>	139
Abraham Álvarez García, Jorge Javier Ramírez García y Néstor Octavio Pérez	

VIII. Estrés oxidativo producido por antiinflamatorios no esteroideos sobre el bioindicador <i>Hyalella azteca</i>	181
Leobardo Manuel Gómez Oliván, Marcela Galar Martínez, Nadia Neri Cruz, Hariz Islas Flores, Arturo Colín Cruz, Patricia Vieyra Reyes, Nely San Juan Reyes, Octavio Dublán García y Leticia Xóchitl López Martínez	
IX. Evaluación de la utilización de herceptin® (Traztuzumab) como tratamiento adyuvante de cáncer de mama tipo HER2 en el Centro Oncológico Estatal del ISSEMYM.....	213
Gerardo Daniel Miranda Mendoza, Leobardo Manuel Gómez Oliván, Marcela Galar Martínez, Paula Anel Cabrera Galeana, Patricia Vieyra Reyes, Octavio Dublán García y Leticia Xóchitl López Martínez	
X. IMC, niveles de adiponectina E IL-6 como factores interrelacionados en la carcinogénesis mamaria, implicación de la vía de señalización de leptina y adiponectina en la respuesta al tratamiento.....	245
Jonnathan Guadalupe Santillán Benítez, Juan Juventino Torres Juárez, Hugo Mendieta Zerón y Leobardo Manuel Gómez Oliván	
XI. Farmacología de la nicotina y sus efectos en el sistema nervioso central.....	265
Patricia Vieyra Reyes, Clementina Jiménez Garcés, Margarita Hernández González y Leobardo Manuel Gómez Oliván	
XII. Actividad antioxidante <i>in vitro</i> e <i>in vivo</i> del extracto acuoso de pèrsimo (<i>Diospyros kaki</i> L.), maracuyá (<i>Passiflora edulis</i> var Sims) y flor de jamaica (<i>Hibiscus sabdariffa</i> L.).....	295
Tania Andrómeda Romero Herrera y María Dolores Hernández Navarro	
XIII. Cinética del daño al DNA por la incorporación del radiofármaco ^{99m} Tc-N ₂ S ₂ -TAT (49-57) Lys3-BN empleando el ensayo cometa en linfocitos humanos.....	313
Myrna Alejandra Luna Gutiérrez, Julieta Castillo Cadena, Guillermina Ferro Flores y Rafael Valencia Quintana	

- XIV. Polimorfismos de la glutatión S-transferasa GSTM1 y GSTT1 en leucemia aguda y la respuesta al tratamiento, utilidad del meta-análisis..... 335
Jonnathan Guadalupe Santillán Benítez y Julieta Castillo Cadena
- XV. Estudio de la reactividad de hidruros de aluminio estéricamente protegidos con moléculas pequeñas insaturadas..... 361
Mónica Mercedes Moya Cabrera, Vojtěch Jančík, Rosa María Gómez Espinosa y Telésforo Jesús Morales Juárez
- XVI. Formación y estructura cristalina de dos diferentes compuestos a partir de la sulfonación de trifenilestibina..... 381
Rosa María Gómez Espinosa, Iván García Orozco, Marisol Reyes Lezama, Fernando Cortés Guzmán, Mónica Mercedes Moya Cabrera, Vojtěch Jančík y Telesforo Jesús Morales Juárez
- XVII. Síntesis de un análogo de AZT, un compuesto anti-HIV 397
Davir González Calderón, Carlos Augusto González González, Aydeé Fuentes Benítes, Erick Cuevas Yáñez, David Corona Becerril y Carlos González Romero
- XVIII. Uso de la reacción de Heck en la síntesis de compuestos orgánicos mediada por microondas..... 415
Ana María Llaguno Rueda, Erick Cuevas Yáñez, Aydeé Fuentes Benites, Carlos González Romero y David Corona Becerril

Capítulo III

Estudio económico de una columna de absorción para la captura de CO₂ emitido en una planta termoeléctrica¹

Vidal Morales Mercado^{1,2 *}
Rosa Hilda Chávez Torres²
Rubí Romero Romero^{3 **}
Reyna Natividad Rangel^{3 ***}

1. Introducción

La contaminación ambiental es uno de los principales problemas de la sociedad contemporánea. El desarrollo tecnológico, el crecimiento demográfico, la industrialización y el uso de nuevos métodos de agricultura tecnificada son algunos de los factores que contribuyen a que se liberen al ambiente de forma continua cantidades cada vez mayores de un gran número de sustancias químicas, sintéticas y naturales. Dichas sustancias que se emiten al ambiente, en la mayoría de los casos ya rebasaron la capacidad de los sistemas para transformarlas, asimilarlas o eliminarlas; esto ha traído como consecuencia el deterioro ambiental (Rivero y Pociano, 1993).

En México la Ley Federal para el Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente de 1988 menciona que: "se entiende por contaminación la presencia en el ambiente de uno o más contaminantes (materia o energía) o de cualquier combinación de ellos que cause desequilibrio ecológico" (LGEEPA, 1998).

Las sustancias consideradas contaminantes atmosféricos son numerosas, sólo por mencionar algunos: gases como el bióxido de azufre, los óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono, bióxido de carbono, ozono, material particulado (PST) y diversos metales pesados (Jiménez, 2002).

El cambio climático está directamente asociado al consumo de energías fósiles y, debido a esta situación, el calentamiento global de la tierra es el resultado del aumento de las emisiones de los gases de efecto invernadero (Ballester, 2005).

El efecto invernadero es un fenómeno natural, el cual provoca un calentamiento de la atmósfera en sus capas bajas, los gases que lo producen se denominan gases de efecto invernadero, compuestos naturales de la atmósfera donde su concentración y distribución está regulada por los ciclos de carbono y nitrógeno. Los principales gases de efecto invernadero son producto de la actividad humana como: el N_2O producto de cambios de suelo agrícola; CH_4 procedente del gas natural, residuos sólidos y aguas residuales; CFC, proveniente de refrigerantes, repelentes y productos en aerosol; y el CO_2 producto de la combustión de combustibles fósiles. El CO_2 es emitido principalmente por 3 sectores: transporte, terciario (doméstico y servicios) y el sector eléctrico (Morales *et al.*, 2008).

El impulso económico de los países desarrollados y especialmente de aquellos en vías de desarrollo, está íntimamente ligado al crecimiento de la demanda energética. Las proyecciones energéticas indican aún la necesidad de utilizar combustibles del tipo fósiles y dicha necesidad seguirá en aumento hasta que no se desarrollen nuevas tecnologías verdes y económicamente eficientes. La baja eficiencia de los procesos actuales se visualiza en los efectos de contaminación (cambio climático) haciendo necesario controlar las emisiones de estos gases, como el CO_2 , regulándolos, con el fin de proteger el medio ambiente (Morales *et al.*, 2008).

El Protocolo de Kyoto es el primer paso esencial para la mitigación de la emisión de contaminantes. Actualmente, se discute y promueven por algunos gobiernos e industrias un instrumento adicional para mitigar el cambio climático. Este instrumento es la captura y secuestro de carbono (CCS, acrónimo en inglés de Carbón Capture and Storage) (1998), que consiste en la captura de dióxido de carbono, ya sea en una planta o instalación industrial. El transporte y la inyección final del CO_2 en formaciones geológicas del subsuelo, se realiza principalmente en formaciones salinas, o en yacimientos agotados de petróleo y gas. La captura de CO_2 puede ser una contribución significativa para mitigar el cambio climático de manera permanente en lugar de emitirse a la atmósfera. Con la creciente necesidad de reducir las emisiones antropogénicas de CO_2 , es evidente que las tecnologías existentes y nuevas para generar energía eléctrica, a partir de combustibles fósiles, tienen que desarrollarse aún más, pues este sector representa una gran fuente de emisiones de CO_2 (Craig, 2009).

La capacidad técnica de remover CO₂ de las fuentes puntuales de emisión se ha establecido. Sin embargo, actualmente son muy pocas las manifestaciones en gran escala de esta tecnología, principalmente por los costos que implica y en la mayoría de los casos las tecnologías individuales no han sido integradas al nivel que estaba previsto. De esta manera, si bien teóricamente se puede superar el índice de captura de emisiones, el enfoque actual de las investigaciones está en optimizar económicamente los procesos utilizados en la actualidad (Heischkamp *et al.*, 2009; Morales *et al.*, 2008).

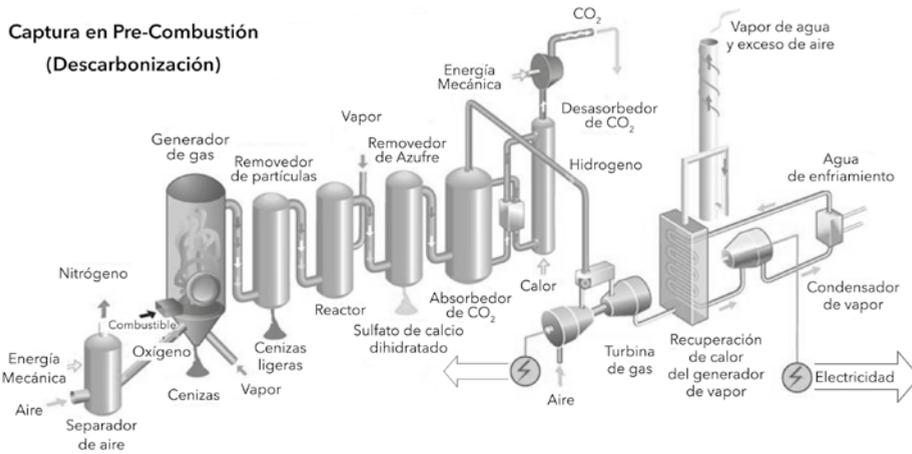
Existen tres categorías donde se puede llevar a cabo la captura de CO₂ en centrales eléctricas, las cuales son: Precombustión, Oxidación y Postcombustión. La diferencia entre ellas consiste en el tratamiento del combustible y el comburente. El uso de cada uno de estos métodos dependerá fundamentalmente de la concentración de CO₂, la presión del gas y el tipo de combustible que se utiliza (Heischkamp *et al.*, 2009; Morales *et al.*, 2008).

2. Captura de CO₂ en las diferentes etapas de la combustión en plantas generadoras de energía

2.1. Captura de CO₂ en la etapa de postcombustión

Este método consiste en producir a partir de gas natural o gas sintético (proveniente de la gasificación de carbón u otros hidrocarburos), una mezcla gaseosa compuesta principalmente de H₂ y CO₂ para posteriormente separar estos dos gases. La separación se basa en la descarbonización del combustible antes de la combustión mediante técnicas de gasificación del carbón o reformado del gas natural, como se muestra en la figura 1.

Figura 1. Diseño de planta con tecnología de captura en precombustión



Fuente: Vattenfall (2012).

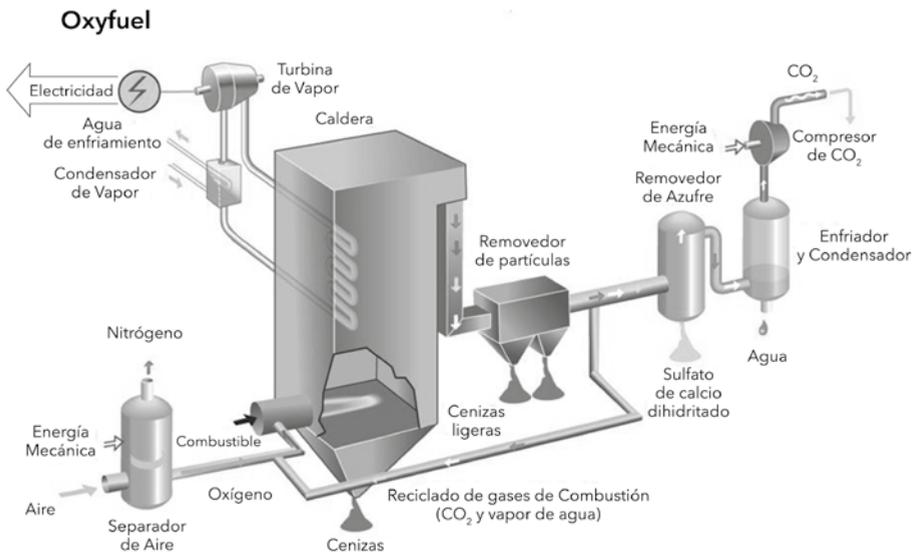
Las tecnologías que existen para la Captura de CO₂ en esta etapa son las que a continuación se mencionan:

- a) Adsorción a cambio de presión (PSA) - (TSA)
- b) Separación criogénica
- c) Absorción química
- d) Absorción física
- e) La separación de membrana

2.2. Captura de CO₂ en la etapa de oxidcombustión

El proceso se realiza durante la combustión y tiene una excelente proyección como tecnología aplicada, que consiste en utilizar oxígeno con un alto grado de pureza para la combustión, por lo que los gases de escape están compuestos principalmente de H₂O y CO₂, que puede separarse fácilmente del vapor de agua mediante condensación. En la figura 2 se presenta un esquema básico de funcionamiento. Esta tecnología es utilizada en centrales de nueva generación con ciclos agua-vapor extremadamente crítico, así como también en turbinas de gas con o sin calderas de recuperación.

Figura 2. Esquema de combustión en oxígeno



Fuente: Vattenfall (2012).

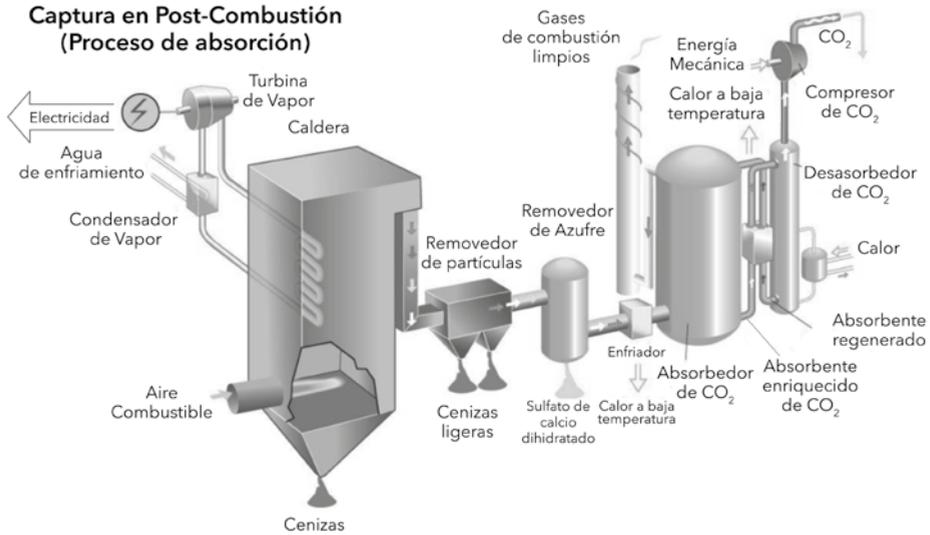
Al ser una tecnología reciente, existen muchos proyectos de investigación en el tema buscando mejores desempeños, eficiencias y bajos costos.

2.3. Captura de CO₂ en la etapa de la postcombustión

En este sistema, como se muestra en la figura 3, el CO₂ se separa de la corriente de los gases de escape producidos durante la combustión en presencia de aire y una porción de combustible, el cual no ha sido previamente tratado. Los métodos más utilizados para esta etapa donde el combustible y el comburente no tienen un previo tratamiento, provoca que los gases de emitidos en su mayoría contengan SO_x, NO_x, CO₂ y material particulado.

Para su captura posterior, entre los procesos más viables se encuentran el ciclo de calcinación, carbonatación y la absorción química con aminas. El resto de las opciones es menos utilizado ya sea por su bajo desarrollo o por los altos costos que implican. Dentro de ellas se encuentran la adsorción física, la destilación criogénica y las membranas.

Figura 3. Diseño de planta con tecnología de captura en postcombustión

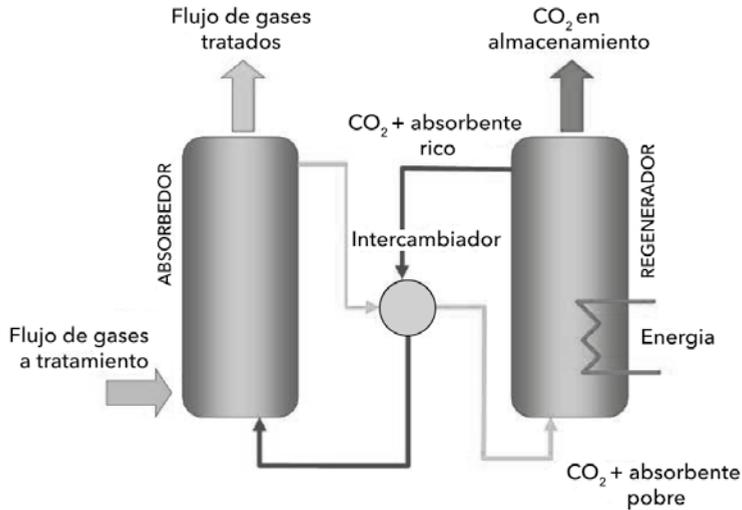


Fuente: Vattenfall (2012).

3. Captura de CO₂ con aminas, en la postcombustión

Hoy en día, la absorción química es la técnica más estudiada, madura y con mayor garantía de poder escalar a nivel industrial para llevar a cabo la captura de CO₂. Ésta se basa en la reacción química de una base alcalina en medio acuoso con un gas ácido. Generalmente consta de un absorbedor, un desasorbedor, una bomba de recirculación, un calderín y un condensador, como se muestra en la figura 4. Para ello se utilizan compuestos químicos (aminas y nuevos absorbentes en investigación) con gran afinidad a los gases ácidos (CO₂) y se usan como solventes formulados. Algunos de ellos también contienen activadores para promover la transferencia de masa en la absorción.

Figura 4. Diagrama de flujo de absorción química



Fuente: Instituto Tecnológico de cerámica (2010).

Los gases de combustión se introducen por la parte inferior del absorbedor (torre/columna) donde, a contracorriente, entran en contacto con una corriente líquida introducida por la parte superior y generalmente basada en aminas. El CO₂ reacciona con los grupos amina, formando el correspondiente carbamato, que se extrae por la parte inferior del separador conduciéndolo a la siguiente unidad. Allí se eleva su temperatura, lo que provoca la regeneración de la amina que se reintroduce en el proceso, y CO₂ que se comprime y transporta hasta el lugar dónde será almacenado o utilizado. La concentración de CO₂ recuperado es del 99.9% en volumen.

Como aminas, se emplean disoluciones acuosas de alcanolaminas, como la monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA), trietanolamina (TEA) y metildietanolamina (MDEA). Se trata de un proceso muy efectivo, aunque tiene ciertos inconvenientes, como: la necesidad de gran cantidad de energía para la recuperación de la amina saturada y la degradación de la misma, así como la tendencia de los elementos utilizados en el proceso a corroer el equipo. En la tabla 1 se muestra algunas ventajas y desventajas de esta tecnología (Instituto Tecnológico de Cerámica, 2010; Morales, 2008).

Tabla 1. Ventaja e inconvenientes de la absorción química

Ventajas	Inconvenientes
<p>Tecnología comercial en diversos procesos, muy estudiada.</p> <p>Requiere menos modificaciones en plantas existentes.</p> <p>Posibilidad de utilizar varios sistemas en serie, de manera que se optimice el proceso.</p> <p>El proceso se ve favorecido por las bajas presiones parciales, de los gases a tratar.</p>	<p>Consumo de vapor, aproximadamente 1 tonelada de vapor por tonelada de CO₂.</p> <p>Consumo eléctrico: 18 kWh/t CO₂.</p> <p>Consumo de agua de refrigeración.</p> <p>Gran volumen de gases.</p> <p>Depuración adicional, para eliminar SO₂ y NO_x.</p> <p>Consumos de nuevas materias primas (amoniaco, aminas...).</p>

Fuente: Instituto Tecnológico de cerámica (2010).

Aunque existen varias tecnologías comerciales para la separación de CO₂, el lavado de los gases de combustión con aminas se proyecta como la más prometedora cuando se trata de una aplicación a gran escala. Como una planta de 500 MW o más grande. Una razón de lo expuesto anteriormente, es la gran experiencia que se tiene en la operación de este proceso, en la industria petroquímica para la recuperación mejorada de petróleo (EOR, acrónimo en inglés de Enhanced Oil Recovery) (Heischkamp *et al.*, 2009).

Una de las aminas utilizadas en este proceso es la (MEA) Monoetanolamina (Figura 5) y se caracteriza por su alta capacidad de absorción, bajo peso molecular y alta alcalinidad. La estabilidad de su carbamato producido al reaccionar reversiblemente con el ácido es uno de los principales problemas de su utilización como solvente, ya que se requiere una gran cantidad de calor para provocar la desorción del gas (Davis y Rochelle, 2009).

Figura 5. Equilibrio de adsorción de CO₂ por la MEA



Sin embargo, durante mucho tiempo se han logrado grandes avances sustanciales en lo que respecta al desarrollo de nuevos disolventes. Otro factor es que esta tecnología sólo se ha hecho para uso de plantas comerciales y las existentes están diseñadas para capturar una cantidad máxima de

1,000 ton/día en el caso de la EOR, 800 ton/día para la industria química y 300 ton/día en la industria alimentaria (Heischkamp *et al.*, 2009).

Un estudio realizado por Mangalapally *et al.*, (2009), en Alemania, menciona que el principal reto para la captura del CO₂ en la etapa de post-combustión de los gases que se emiten en las centrales eléctricas, es la reducción de la eficiencia debido a la gran cantidad de energía que se necesita para la regeneración del disolvente; sin embargo mencionan que una manera de reducir esta penalización en la eficiencia, es posible con la aplicación de nuevos solventes (Prasad *et al.*, 2009).

A continuación se menciona uno de los estudios realizados con aplicación de nuevos solventes para la absorción de CO₂: se mezcló una solución acuosa de monoetanolamina (MEA) y 2-amino-2-metil-1-propanol (AMP) y se llevó a cabo una serie de ensayos, para obtener información sobre la transferencia de masa y datos para el diseño del proceso, en donde se encontró que el coeficiente global de transferencia de masa (k_g) generalmente aumenta con el flujo de líquido, temperatura y concentración de amina total; no obstante, disminuye la presión parcial y la carga de CO₂. A una mayor concentración de MEA en la mezcla de MEA-AMP causa que aumente, pero ésta se revierte a cargas de CO₂ altas (Dey y Aroonwilas, 2009).

Uno de los factores de seguir usando la MEA se debe a su bajo costo de producción y la disponibilidad relativa, otro es que en la actualidad hay pocos datos publicados sobre las tasas de degradación térmica de MEA. Davis y Rochelle (2009) investigaron la degradación de la MEA, donde la degradación térmica de la amina se cuantifica en función de la concentración inicial, la carga de CO₂ y la temperatura en un intervalo de condiciones de la columna absorbidora y desabsorbidora. La suma de los productos de degradación de N,N'-di(2-hidroxietil)urea, 1-(2-hidroxietil)-2-imidazolidona, y N-(2-hidroxietil)etilendiamina constituyen la mayoría del total de la pérdida de MEA. La temperatura es dependiente de la velocidad constante, así como de la energía de activación, la cual es similar a la de la dietanolamina de 29 kcal/mol que corresponde al cuádruple de la velocidad de degradación cuando la temperatura de la columna desabsorbidora decrece 17°C. En 135°C la velocidad de degradación varía de 2.5 a 6% por semana. Utilizando datos específicos de una columna desabsorbidora, originados a través del modelo Aspen®, se observó que las pérdidas debidas al empaque son significantes, pero

la mayor pérdida de MEA ocurre en el rehervidor y en el sumidero re-
hervidor. La degradación térmica es menor cuando la temperatura del
rehervidor se mantiene por debajo de los 110°C.

Otro reto importante para la eliminación del CO₂ mediante la captura en
la post-combustión es la gran cantidad emitida de los gases de combus-
tión. En aplicaciones típicas de combustión, el flujo de gas emitido son
del orden de miles de toneladas por hora, correspondiente a los millones
de metros cúbicos por hora de combustible usado, y de cientos de tone-
ladas de CO₂ emitidos por hora (Prasad *et al.*, 2009).

Si bien se tiene dificultades con la degradación térmica de la amina, así
como la gran cantidad de energía necesaria para poder liberar el CO₂ del
solvente, también es importante volver a señalar lo mencionado en el pá-
rrafo anterior. “La gran cantidad de CO₂ producido en las centrales eléctri-
cas”. Por esta razón, también se ha llevado a cabo algunas investigaciones
sobre la integración del proceso de captura de CO₂ por medio de simula-
ción numérica; en los cuales la principal idea es probar si la tecnología de
remoción de CO₂ con aminas es viable para poder mitigar este contami-
nante en caudales de gran escala, como son las plantas de energía.

Alguno de estos estudios, como el realizado por Heischkamp y Oelje-
klaus (2009), se llevó a cabo por medio de un análisis de integración del
proceso de captura de CO₂ en una planta de energía, la cual utiliza car-
bón como combustible, incluyendo las condiciones adecuadas para po-
der transportar el CO₂. Para este propósito, la simulación de la planta de
captura se llevó a cabo mediante el modelo Aspen Plus® y la simulación
de la planta de energía se realizó con EpsilonProfessional®. Los autores
concluyen que la simulación del proceso de lavado con Aspen Plus® ayu-
dó a establecer las condiciones necesarias para proporcionar la cantidad
de energía requerida de la planta de potencia para la regeneración del
solvente. Debido a que el proceso de lavado requiere una gran demanda
de energía utilizando MEA como solvente absorbedor y la captura de
CO₂ fue del 90%, los autores observaron que no es posible extraer vapor
del sistema de generación de electricidad de la planta de potencia sin
afectar permanentemente su eficiencia.

En el artículo se menciona que la presión decrece en la línea de vapor
como resultado de la extracción de vapor. Esto puede ser controlado
con la construcción de una válvula reguladora en la línea de vapor pero
también provocaría irreversibilidades. Por otra parte concluyen que para

Llevar a cabo la compresión del CO₂ es necesario tener al menos cuatro etapas de compresión para alcanzar el estado supercrítico del CO₂ (Heischkamp y Oeljeklaus, 2009).

Actualmente, se están llevando diferentes estudios para la captura y secuestro de CO₂, entre los cuales se encuentra la absorción y desorción con aminas. Varios de estos trabajos, como se mencionó anteriormente, son enfocados al estudio de la degradación de la amina y a la búsqueda de la alternativa de otros solventes; en muchos casos la amina mezclada con otros compuestos. El estudio técnico-económico de las plantas piloto o de demostración, la caracterización de empaques utilizados en las columnas absorbedoras y desabsorbedoras, así como a la integración del proceso en cuanto a energía por medio de simulación. Todo esto realizado con la finalidad de que el proceso de captura de CO₂ por medio de absorción química sea empleado a gran escala para el tratamiento de los gases de combustión de las centrales de energía.

4. Características de la columna de absorción experimental

La columna que se utiliza en este proyecto, para llevar a cabo el proceso de captura de CO₂ experimentalmente, tiene dimensiones de 4.0 metros de longitud, 3.0 metros de altura empacada y 0.3 metros de diámetro, se encuentra ubicada en el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ) y está provista por el empaque estructurado ININ18. Durante la experimentación se pone en contacto un flujo gaseoso y líquido a contracorriente, donde se lleva a cabo la transferencia de masa de la fase gaseosa a la fase líquida, en este caso Aire-CO₂ a MEA al 30%. La figura 6 ilustra la columna experimental. Las características del empaque estructurado ININ 18 son las siguientes:

Figura 6. Columna experimental del estudio.

Tipo	Acero inoxidable
Hilo calibre	18 mm
Espacio poroso (ϵ)	0.9633
Área geométrica (a_p)	418 m ² /m ³
Diámetro (D_p)	0.252 m
Ángulo (θ)	45°



Fuente: Chávez *et al.* (1999).

Durante la experimentación en la columna de absorción se utilizaron dos modelos matemáticos para representar el fenómeno estudiado. Uno es el modelo Hidrodinámico de Stichlmair, el cual es un modelo general desarrollado para la predicción de la caída de presión en las regiones de precarga, carga e inundación en columnas empacadas en las cuales el flujo gaseoso y líquido están en contracorriente. El modelo ha sido validado para varios tipos de empaques, tanto para aleatorios y estructurados. El segundo es el modelo de Bravo, el cual ha sido desarrollado para predecir o analizar el rendimiento de columnas contenidas con empaques estructurados. El modelo abarca la retención líquida, la caída de presión, la máxima capacidad de rendimiento y la eficiencia en la transferencia de masa.

5. Metodología

Para determinar el costo económico de una columna de absorción, capaz de tratar el CO_2 emitido en una planta termoeléctrica, lo primero que se realizó previo a este trabajo fue estudiar técnicamente la columna de absorción experimental para determinar la capacidad de captura del CO_2 . Para conocer la efectividad del proceso, se realizó lo siguiente:

- 1) Se determinaron las regiones hidrodinámicas de precarga, carga e inundación experimentalmente.

- 2) Se ajustó el modelo de Stichlmair a los valores hidrodinámicos experimentales obtenidos.
- 3) Se evaluó el grado de absorción del CO₂ mediante el análisis de cromatografía de gases de las corrientes gaseosas de entrada y salida de la columna experimental.
- 4) Se determinó la altura de una unidad de transferencia experimentalmente y se confirmó el dato obtenido mediante el modelo de Bravo.

Con los resultados técnicos obtenidos se realizó el escalamiento de la columna experimental a una columna industrial, capaz de capturar el CO₂ emitido en una planta termoeléctrica, además se determina el costo del equipo.

5.1. Dimensionamiento de una columna de absorción para la captura de CO₂ emitido en una planta termoeléctrica

Para dimensionar una columna de absorción, es necesario conocer el efluente emitido de esta unidad, para lo cual se gestionó una cooperación del Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para poder obtener datos de alguna planta de generación eléctrica del país y conocer el dato anterior mencionado. Con los datos técnicos previamente obtenidos, durante el estudio técnico de la columna de absorción y conociendo el flujo emitido en una planta termoeléctrica, se determina el tamaño de la columna de absorción. Para determinar experimentalmente la altura de una unidad de transferencia (*HETP*), se utilizó la ecuación que a continuación se presenta.

$$HETP = Z/NTU \quad (1)$$

Para el cálculo del *HETP* en este estudio el valor de *Z* es de 3 metros, ya que es la altura total empacada. Y para determinar el número de unidades de transferencia (*NTU*) necesarios para una absorción mayor al 90% de CO₂ en esta investigación se utilizó la siguiente ecuación:

$$NTU = y_1 - y_2 / (y - y^*)_M \quad (2)$$

Estas ecuaciones se resuelven en función de las concentraciones de entrada y salidas de la columna de absorción, considerando $(y - y^*)_M$ es el

promedio logarítmico de las diferencias de concentraciones en los puntos terminales de la torre (Treybal, 1988).

5.2 Análisis económico de la columna absorción para el tratamiento del CO₂ emitido en una planta termoeléctrica

Para determinar el costo de la columna de absorción a escala industrial, se utilizó bibliografía especializada. Una de estas bibliografías utilizadas en este trabajo es el libro de Peter que tiene por título *Plant Desing and Economics for Chemical Engineers*; con esta bibliografía se evalúa el costo de la torres, bombas, intercambiadores de calor, etc. (Peters y Timmerhaus, 1980).

Por medio de la revista *Chemical Engineering and Processing* se obtiene los índices de los costos, los cuales son actualizados cada tres meses. Para actualizar los costos que se encuentran en los libros o publicaciones, previas al año que se desea estimar, se debe multiplicar el costo que resulta del equipo por el factor del año que se requiere evaluar y se divide entre el costo del año del año de evaluación. Por ejemplo, si un equipo costó \$21,000.00 en 1990, entonces se multiplica por el factor del 2010 y se divide por el factor de 1990, esta es una recomendación de la *Chemical Engineering and Processing*.

6. Resultados

6.1. Escalamiento de la columna de absorción

Los datos obtenidos experimentalmente durante el estudio técnico de la columna de absorción se muestran en las tablas 2 y 3:

Tabla 2. Porcentajes de absorción obtenidos durante las experimentaciones

Pruebas experimentales realizadas	ABS01		ABS02		ABS03	
	0.095	% Absorción	0.095	% Absorción	0.095	% Absorción
Concentración inicial a la entra de la columna	0.095	% Absorción	0.095	% Absorción	0.095	% Absorción
Concentración final a la salida de la columna	0.0245	74.2	0.0204	78.5	0.0062	93.5

Tabla 3. Valores determinados experimentalmente de *NTU* y *HETP*

Pruebas experimentales realizadas	ABS01	ABS02	ABS03
Valores de <i>NTU</i>	6.60	7.67	9.86
Valores de <i>HETP</i>	0.45	0.39	0.30

La diferencia que existe entre cada uno de los valores obtenidos en las experimentaciones realizadas se debe al porcentaje con respecto a la inundación con que se operó la columna de absorción. El flujo líquido utilizado fue de $L = 15 \text{ l/min}$ y los flujos gaseosos fueron $G = 153, 187$ and $215 \text{ m}^3/\text{h}$, para ABS01, ABS02, ABS03, respectivamente y los porcentajes a los que se operó la columna de absorción con respecto a la inundación son: 41% para ABS01, 64% para ABS02 y 85% para ABS03.

Para determinar el tamaño de una columna de absorción a escala industrial, capaz de capturar el CO₂ emitido de una planta termoeléctrica, que emite 1200 *Ton/h* de gases de combustión, donde el 11% es CO₂, se realiza lo siguiente: Debido a que en un proceso de captura de CO₂ normalmente se realiza un lavado previo al efluente de los gases de combustión para retirar los SO_x y NO_x, la concentración del CO₂ es reducida al 9.5%, regularmente, por lo que al entrar a la columna absorbidora la concentración inicial es el 9.5%, por lo que se preparó durante esta investigación una mezcla de aire-CO₂ a esa concentración. El escalamiento se realiza a partir de la columna de absorción experimental estudiada técnicamente. Los datos utilizados para el escalamiento son los de ABS01, ya que fue la mejor absorción obtenida con el 93.5%, un valor de *NTU* de 9.86, *HETP* de 0.30 metros; y con base en la relación flujo de gas y líquido en la que se llevó a cabo esta experimentación, se obtiene una relación (L/G) del 3.3. En la tabla 4 se presenta los datos calculados para el escalamiento de la columna a escala industrial.

Tabla 4. Escalamiento de la columna

Flujo de una unidad en una central eléctrica					
$G =$	1200	<i>Ton/h</i>	$U_g =$	1.0736	<i>m/s</i>
$G =$	1200000	<i>kg/h</i>	$HETP =$	0.3	<i>m</i>
$G =$	969619	<i>m}^3/\text{h}</i>	% Inundación	85	

Continúa...

Flujo de una unidad en una central eléctrica					
$G =$	11.0109	$kmol/s$			
$G =$	333.522	kg/s	$U'_G =$	1.3287	kg/m^2s
$G' =$	12.1667	$kmol/s$	$A_T =$	251.02	m^2
$L/G =$	3.3	Relación de columna experimental			
Utilizando la misma relación para la central eléctrica					
$L' =$	40.1503	$kmol/s$			
Diámetro de la columna: $T = 18$ metros					

A partir de los datos calculados se determina que para tratar $1200\text{Ton}/h$ de gases de combustión emitidos en una planta termoeléctrica con una concentración de CO_2 del 9.5%, es necesario una columna con 18 metros de diámetro y 3 metros de altura empacada.

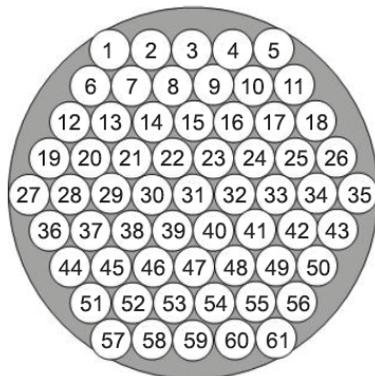
6.2. Costo de una columna de absorción para la captura de CO_2 emitido en una planta termoeléctrica

Para determinar el costo de la columna a escala industrial se realiza lo siguiente:

- Número de columnas experimentales necesarias para la columna industrial escalada de 18 metros de diámetro.
- Configuración de la columna de 18 metros de diámetro y 3 metros de altura empacada.
- Número de empaques para columna empacada.
- Costo de la construcción de la columna.

El número de columnas experimentales que se necesitan para cubrir el diámetro de 18 metros de la columna escalada industrialmente es de 61. En la figura 7 se muestra la configuración propuesta para tratar $1200\text{Ton}/h$ de gases de combustión, con las columnas experimentales en un arreglo en paralelo.

Figura 7. Arreglo de columnas experimentales para columna escalada



Cada columna experimental cuenta con 16 empaques estructurados ININ18, por lo que el total de empaques estructurados para las 61 columnas experimentales, son 964 empaques y su costo total de este número de empaques es de 151,152 dólares. Este costo es calculado con respecto al costo de producción para cada uno de los empaques elaborados, en donde se incluye la mano de obra, material e insumos. El costo total para las 61 columnas es de 120,000 dólares, en este costo se contempla el cuerpo de la columna, soporte de la columna y mano de obra, así como insumos. El costo total de la columna de 18 metros de diámetro con 3 metros de altura empacada y 4 de longitud, tiene un costo total de 271,152 dólares.

7. Conclusiones

El proceso de captura de CO₂ con monoetanolamina al 30%, en una columna de absorción es factible de ser escalado a nivel industrial, en este caso en el tratamiento de los gases de combustión emitidos en plantas termoeléctricas de México.

La captura de CO₂ con aminas en la parte de absorción es altamente eficiente, ya que la solución acuosa de monoetanolamina al 30% al ser pura no presenta resistencia a la transferencia de masa. Además, al operar la columna en un régimen de por arriba del 80% con respecto a la inundación se aumenta la rapidez de la transferencia de masa, en este caso el soluto que es el CO₂ se transfiere eficientemente de la fase gaseosa a la líquida.

8. Nomenclatura

$HETP$	Altura de una unidad de transferencia.
NTU	Número de unidades de transferencia.
Z	Altura de la torre experimental.
y^1, y^2	Concentraciones de la entra y salida de la columna experimental.
$(y-y^*)_M$	Promedio logarítmico de las diferencias de concentraciones en los puntos terminales de la torre.
ABS01	Experimentación 1, llevada a cabo al 41% respecto a la inundación.
ABS02	Experimentación 2, llevada a cabo al 41% respecto a la inundación.
ABS03	Experimentación 3, llevada a cabo al 41% respecto a la inundación.
L	Flujo líquido (l/min)
G	Flujo gaseoso (m^3/h)
G'	Flujo gaseoso inerte ($kmol/s$)
L'	Flujo líquido inerte ($kmol/s$)
U_G	Velocidad del gas (m/s)
U'_G	Velocidad superficial de masa del gas (kg/m^2s)
A_T	Área transversal de la columna (m^2)
T	Diámetro de la columna

9. Referencias

- Ballester, F. (2005). Cambio Climático y Salud. Escuela Valencia de estudios para la salud: Unidad de Epidemiología y Estadística (España). *Salud Pública* 2.
- Chavez, R.H., Suastegui, A.O., Guadarrama, J. (1999). Evaluación de un modelo de absorción en columnas con rellenos estructurados. *Información Tecnológica*. 10:2
- Craig, A.H. (2009). Advancing Carbon Sequestration Research in an Uncertain Legal and Regulatory Environment. Energy Technology Innovation Policy. *Discussion Paper*. 1:1-45.
- Davis, J., y Rochelle, G. (2009). Thermal Degradation of Monoethanolamine at Stripper Conditions. *Energy Procedia*. 1:327-333.

- Dey, A., y Aroonwilas, A. (2009). CO₂ Absorption into MEA-AMP Blend: Mass Transfer and Absorber Height Index. *Energy Procedia*. 1:211-215.
- Heischkamp, E., y Oeljeklaus, G. (2009). Study on a Coal-Fired Power Plant with CO₂ Flue Gas Scrubbing. *Energy Procedia*. 1:1019-1025.
- Informe de vigilancia tecnológica (2010). *Tecnologías de Captura de CO₂*. Observatorio Medioambiental y Energía. Instituto Tecnológico de Cerámica.
- Jiménez, E. (2002). *La contaminación ambiental en México. Causas, efectos y tecnología apropiada*. México. Limusa-Noriega.
- LGEEPA; *Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente* (1998). México.
- Mangalapally, H.P., Notz, R., Hoch, S., Asprion, N., Sieder, G., Garcia, H. y Hasse, H. (2009). Pilot Plant Experimental Studies of Post Combustion CO₂ Capture by Reactive Absorption with MEA and New Solvents. *Energy Procedia*. 1:963.
- Morales, H., Torres, C., Muñoz, C. (2008). *Tecnologías de captura y secuestro de CO₂*. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Peters, M.S., Timmerhaus, K.D. (1980). *Plant Design and Economics for Chemical Engineers*. 3ª Edición. Ed. McGraw-Hill Kogakusha.
- Prasad, M.H., Notz, R., Hoch, S., Asprion, N., Sieder, G., Garcia, H., Hasse, H. (2009). Pilot plant Experimental Studies of Post combustion CO₂ Capture by Reactive Absorption with MEA and New Solvents. *Energy Procedia*. 1:963-979.
- Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático* (1998). Naciones Unidas. GE.05-61702 (S) 130605.
- Rivero, O., Ponciano, G. (1993). *Contaminación atmosférica y enfermedades respiratorias*. México. Primera edición. Biblioteca de Salud. Facultad de Medicina UNAM.
- Timothy, L.J. and David, W.K. (2004). Fossil Electricity and CO₂ Sequestration: How Natural Gas Prices, Initial Conditions and Retrofits Determine the Cost of Controlling CO₂ Emissions. *Energy Policy*. 32:367-382.

Treybal R. (1988). *Operaciones de Transferencia de Masa*. México, DF. Ed. McGraw-Hil.

Vattenfall, (2012). *Process, Carbon Capture and Storage*. Artículo en línea, disponible en: www.kjell-desing.com. Consultado el 9 de septiembre de 2012.