

Estudio conceptual de la tecnología de captura de CO<sub>2</sub> por medio de la absorción de aminas y su efecto en la corrosión de aceros al carbono.

Diego Hernando Tirado Ballesteros y Luis Miguel Umaña Caballero

Trabajo de grado para optar al título de ingeniero metalúrgico

Director

PhD. En corrosión Darío Yesid Peña Ballesteros

Co-director:

MSc. En química Juan Carlos Orozco Agamez

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia De Los Materiales

Bucaramanga

2021

### Dedicatoria

Primeramente, a Dios, por darme la fuerza necesaria, la voluntad, la paciencia y la vitalidad para la realización de mis metas.

A mi familia por el apoyo. A mi madre, Elvia Rosa Umaña Caballero, por haberme dado la vida, el apoyo necesario y su amor incondicional, ella fue el motor principal de este logro. A mi hermano, Jhoan Sebastian Umaña Caballero, por su compañía y su cooperación.

Un agradecimiento especial a mi primo, Gerardo Umaña Uribe, que sin su colaboración y apoyo no hubiera podido lograr esta meta.

A mi novia, Maria Fernanda Villaveces Villar, por su compañía y amor incondicional, gracias por estar conmigo en el transcurso de mi carrera y ayudarme a ser siempre una mejor persona.

*Luis Miguel Umaña Caballero*

Primero a Dios por la vida y energía de cada día para cumplir esta meta, gracias por cada ayudita recibida.

A mi familia por bancarme siempre en cada momento vivido a lo largo de esta etapa, el amor recibido cada día fue fundamental; gracias por tanto, siéntalo propio que es por ustedes también.

A mi novia Paola Vargas por su amor incondicional a cada momento, por su compañía, apoyo diario y por siempre bancarme; También es para ti este logro.

A mis amigos de la vida, de la universidad que siempre han estado junto a mí, han sido una compañía e hicieron más especial y divertida esta etapa.

A todos los que fueron parte de esto alguna vez, por algún momento, gracias por sus enseñanzas.

En especial para mi abuelo Marcelino Ballesteros que no puede disfrutar conmigo estos momentos, gracias infinitas porque sin el no hubiera sido posible; Es para ti mi viejo, donde quiera que estes.

*Diego Hernando Tirado Ballesteros*

### **Agradecimientos**

Agradecemos al director Darío Yesid Peña Ballesteros y al codirector Juan Carlos Orozco Agamez por su confianza, apoyo, orientación y compromiso en el desarrollo de este proyecto.

Al profesor Sergio Blanco por su tiempo, orientación y enseñanzas a lo largo de la carrera, en las diferentes etapas.

A todos los técnicos y secretarías de la Escuela de Ingeniería Metalúrgica por su colaboración, buena disposición y acompañamiento a lo largo de la carrera.

A todas las personas de la comunidad UIS que hicieron parte de nuestro proceso de formación, que siempre fueron más allá de enseñar o cumplir su trabajo; muchas gracias.

## Contenido

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	9
1. Objetivos .....	11
1.1 Objetivo General .....	11
1.2 Objetivos específicos .....	11
2. Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ) .....	12
2.1 Corrosión.....	12
2.2 Aminas .....	14
3. Tecnología de captura CO <sub>2</sub> utilizando aminas.....	15
4. Influencia de la composición y estructura de las aminas sobre la eficiencia en el proceso de captura de CO <sub>2</sub> y la velocidad de corrosión.....	20
4.1 Discusión.....	25
5. Efectos de la temperatura y presión en el proceso de captura de CO <sub>2</sub> por medio de aminas sobre la velocidad de corrosión.....	26
5.1 Discusión.....	31
6. Influencia del pH en la formación de los productos resultantes en el proceso de corrosión y captura de CO <sub>2</sub> .....	33
6.1. Discusión.....	38
7. Conclusiones .....	40
Referencias bibliográficas.....	41

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Mecanismos de corrosión del acero al carbono en un ambiente CO <sub>2</sub> - H <sub>2</sub> O.....	13
Figura 2. Diseño del proceso convencional de captura de CO <sub>2</sub> .....	18
Figura 3. Porcentaje de eficiencia en eliminación de CO <sub>2</sub> vs temperatura fase líquida.....	27
Figura 4. Tasas de corrosión obtenidas A) pH 4 B) pH 5.....	28
Figura 5. Perfil de temperatura sobre la altura de la columna. ....	29
Figura 6. Gráfica de Log de la resistencia a la polarización (izquierda) y morfología de las superficies del acero (derecha). a) y b) MEA-A; c) y d) MEA-B y e) y f) MEA-C.....	34
Figura 7. Tasas de corrosión de las muestras N80.....	36

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Tipos de aminas. ....	15
Tabla 2. Tipos de aminas puras o simples y su reacción con el CO <sub>2</sub> .....	19
Tabla 3. Datos obtenidos a diferentes concentraciones y tipos de aminas.....	21
Tabla 4. Relación entre la tasa de corrosión y el tipo de amina utilizada.....	22
Tabla 5. Relación entre la estructura de la amina y la tasa de corrosión .....	23
Tabla 6. Porcentajes de captura para diferentes relaciones del MDEA/PZ .....	24
Tabla 7. Solubilidad del CO <sub>2</sub> en el sistema DMCA-CHAP a diferentes valores de temperaturas, presión y fases. ....	31
Tabla 8. Soluciones de MEA con diferentes contenidos de NaHCO <sub>3</sub> .....	34
Tabla 9. Composición elemental por regiones.....	377

## Resumen

**Título:** Estudio conceptual de la tecnología de captura de CO<sub>2</sub> por medio de la absorción de aminas y su efecto en la corrosión de aceros al carbono\*.

**Autor:** Diego Hernando Tirado Ballesteros, Luis Miguel Umaña Caballero\*\*.

**Palabras Clave:** Corrosión, aminas, captura, CO<sub>2</sub>, aceros al carbono.

## Descripción

Para cumplir con las regulaciones ambientales y frenar el calentamiento global, los países llevan a cabo numerosas investigaciones con el objetivo de implementar tecnologías de captura y secuestro de CO<sub>2</sub>. Aunque el CO<sub>2</sub> por sí solo no es muy corrosivo para los materiales, sin embargo, cuando se disuelve en un medio acuoso, su carácter corrosivo aumenta provocando índices de corrosión muy elevados. En la actualidad, los procesos industriales están expuestos a problemas de corrosión, de naturaleza ambiental, económica y operativa. Este fenómeno se ve afectado directamente por las condiciones ambientales y de servicio a las que están expuestas las tuberías y los equipos. Es por esto por lo que surge la necesidad de encontrar estrategias de protección para materiales que se ven afectados por ambientes de CO<sub>2</sub>. En este sentido, la captura de CO<sub>2</sub> mediante el uso de aminas se ve como una alternativa atractiva debido a las ventajas de la absorción química y la naturaleza de un proceso cíclico.

El objetivo de este proyecto de investigación es estudiar el efecto de la captura de CO<sub>2</sub> mediante aminas, centrando sus esfuerzos en el impacto generado en la corrosión de aceros al carbono, teniendo en cuenta las variables de estructura, composición, temperatura, presión y pH. de la amina, la eficiencia de captura de CO<sub>2</sub> y los productos de corrosión formados.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los Materiales. Director: PhD. Darío Yesid Peña Ballesteros. Codirector: Msc. Juan Carlos Orozco Agamez

## Abstract

**Title:** Conceptual study of the CO<sub>2</sub> capture technology through the absorption of amines and its effect on the corrosion of carbon steels\*.

**Author:** Diego Hernando Tirado Ballesteros, Luis Miguel Umaña Caballero\*\*.

**Key Words:** Corrosion, amines, capture, CO<sub>2</sub>, carbon steels.

## Description

To comply with environmental regulations and slow down global warming, countries carry out numerous investigations with the aim of implementing CO<sub>2</sub> capture and sequestration technologies. CO<sub>2</sub> by itself is not very corrosive to materials, however, when it dissolves in the water produced or it dissolves in CO<sub>2</sub> and is condensed, its corrosive character increases causing very high corrosion rates. At present, industrial processes are exposed to corrosion problems, which are of an environmental, economic and operational nature. This phenomenon is directly affected by the environmental and service conditions to which the pipes and equipment are exposed. That is why the need arises to find protection strategies for materials that are affected by CO<sub>2</sub> environments. In this sense, the capture of CO<sub>2</sub> through the use of amines is seen as an attractive alternative due to the advantages of chemical absorption and the nature of a cyclical process.

The purpose of this research project is to study the effect of CO<sub>2</sub> capture using amines, focusing its efforts on the impact generated in the corrosion of carbon steels, taking into account the variables of structure and composition. of the amine, CO<sub>2</sub> capture efficiency and formed corrosion products.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los Materiales. Director: PhD. Darío Yesid Peña Ballesteros. Codirector: Msc. Juan Carlos Orozco Agamez

## Introducción

La generación y emisión de gases de efecto invernadero es una preocupación importante en todo el mundo debido al impacto ambiental negativo de los gases de efecto invernadero como el calentamiento global y el cambio climático (Cao et al, 2021). En este contexto, Colombia se ha comprometido en reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 20% con respecto a su escenario business-as-usual (BAU) en 2010 para 2030, y podría aumentar este objetivo hasta en un 30% con la provisión de apoyo internacional (United Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (Yáñez et al., 2020). Los países en la actualidad realizan esfuerzos enfocados en implementar tecnologías de captura y secuestro de CO<sub>2</sub> para cumplir con las normativas ambientales y desacelerar el calentamiento global (Mendoza, 2018).

En este sentido, la captura de CO<sub>2</sub> por medio del uso de aminas se vislumbra como una alternativa atractiva debido a las ventajas de absorción química y la naturaleza de un proceso cíclico. Aunque el CO<sub>2</sub> por sí solo es poco corrosivo para los materiales en general, cuando se disuelve en el agua producida o esta se disuelve en CO<sub>2</sub>, aumenta su carácter corrosivo provocando tasas de corrosión muy altas (Pérez, 2013). Generalmente las tuberías están fabricadas por aceros al carbono, de acuerdo con las normas establecidas por el Instituto Americano del Petróleo API (Dugarte et al., 2015). Estas aleaciones generalmente se ven expuestas a problemas de corrosión en procesos industriales, trayendo consigo dificultades de carácter ambiental, económico y operacional (Bravo & Chuica, 2018).

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, en la actualidad la comunidad científica presenta la necesidad de comprender y analizar los efectos que produce el proceso de captura de

CO<sub>2</sub> por medio del uso de aminas, sobre la corrosión en los materiales. Es por ello, que este trabajo de investigación tiene como propósito estudiar estos procesos, centrandos nuestros esfuerzos en el impacto generado en la corrosión de los aceros al carbono, teniendo en cuenta las variables de temperatura, pH, presión, estructura y composición de la amina, eficiencia de captura de CO<sub>2</sub> y productos de corrosión formados.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Estudiar de forma conceptual el proceso de captura de CO<sub>2</sub> por medio de la absorción de aminas y sus efectos sobre la corrosión en tuberías de acero al carbono.

### **1.2 Objetivos específicos**

Identificar de manera teórica la influencia de la composición y estructura de las aminas sobre la eficiencia en el proceso de captura de CO<sub>2</sub> y la velocidad de corrosión en tuberías fabricadas de acero al carbono.

Determinar los efectos de la temperatura y presión en el proceso de captura de CO<sub>2</sub> por medio de aminas sobre la velocidad de corrosión y los productos formados en las tuberías de acero al carbono.

Analizar la influencia del pH en la formación de los productos resultantes en el proceso de corrosión y captura de CO<sub>2</sub> en tuberías de acero al carbono de manera conceptual.

## 2. Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)

El CO<sub>2</sub> es un gas compuesto por dos átomos de oxígeno y uno de carbono, en condiciones estándar tiene características de ser un gas incoloro, inodoro e incombustible. Tiene un peso molecular de 44 g/mol; es utilizado en la industria farmacéutica, constructora y principalmente la alimentaria. Se produce principalmente por la actividad humana, el desarrollo industrial y energético, es uno de los principales influyentes del efecto invernadero; a nivel mundial se realizan estudios y grandes inversiones económicas para reducir la emisión de CO<sub>2</sub> al ambiente, esto en el marco del desarrollo sostenible de los distintos procesos (Saravanan et al., 2021).

En el ámbito corrosivo, el CO<sub>2</sub> está casi siempre presente en los yacimientos, su efecto en la corrosión es debido principalmente a la disminución que provoca en el pH de la fase acuosa (pH<6). La corrosión ocurre mayormente cuando el CO<sub>2</sub> se encuentra saturado de agua o con un contenido de agua libre, lo cual promueve su posterior disolución en iones ácidos, condensándose en la superficie del metal y favoreciendo la corrosión principalmente por picadura (Jiang et al., 2019).

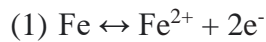
### 2.1 Corrosión

La corrosión se define como el deterioro de un material causado por su ambiente (NACE), los cuales pueden ser metales puros y aleaciones de estos, el proceso puede ser mediante reacciones químicas y electroquímicas (Revie et al., 2008). En el proceso de captura postcombustión basado en aminas existen dos tipos de corrosión, la corrosión por solución de amina y la corrosión por CO<sub>2</sub> húmedo. La primera depende del tipo de amina utilizada, el pH, la velocidad de reacción y

los productos formados. La tasa de corrosión se verá influenciada por las condiciones operacionales (Mazari et al., 2020).

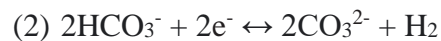
La corrosión por CO<sub>2</sub> tiene su inicio en la disolución del CO<sub>2</sub> en el agua. Las reacciones químicas denominado redox (Figura 1) ocurre con la interacción de tres elementos: el ánodo (1), el cátodo y el electrólito. En este caso de estudio el electrólito será la solución corrosiva (el CO<sub>2</sub> disuelto en el medio acuoso) y los electrones al entrar en interacción con este se liberarán del ánodo (metal) y se transfieren al cátodo (Ooi et al., 2020).

Reacción anódica:



En la superficie del metal ocurre esta reacción de reducción del Fe, donde es reducida su carga de valencia y pasa a ser Fe<sup>2+</sup>.

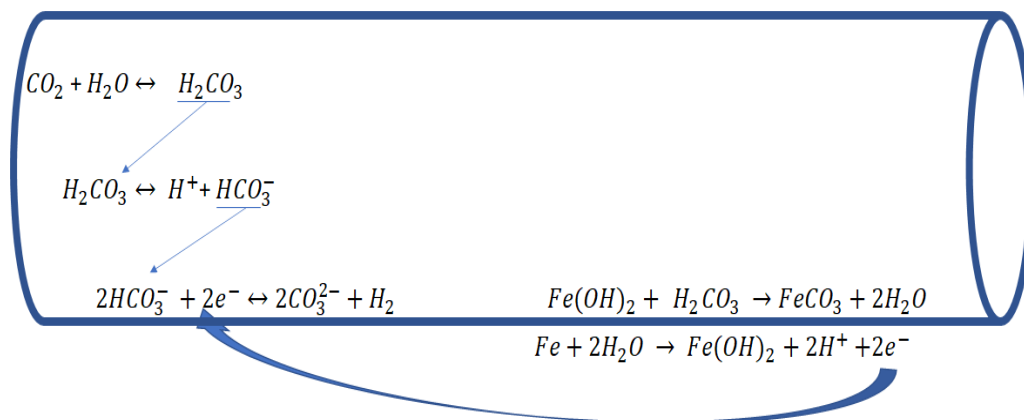
Reacción catódica:



Al entrar en contacto el CO<sub>2</sub> gaseoso con la solución, se forma H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> el cual no es muy estable y se descompone formando el ion HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, para formar finalmente el ion carbonato.

### Figura 1.

*Mecanismos de corrosión del acero al carbono en un ambiente CO<sub>2</sub> - H<sub>2</sub>O.*



## 2.2 Aminas

Las aminas son compuestos orgánicos nitrogenados derivadas del amoníaco (NH<sub>3</sub>), que tienen la función amínica y son bases más fuertes que el amoníaco, estas pueden tener uno o más radicales alquílicos o arílicos (R) los cuales sustituyen uno, dos o tres átomos de hidrógeno y se conocen como primarias, secundarias y terciarias respectivamente. Las aminas son solubles en agua (aminas menores) y en solventes menos polares como éter, alcohol, benceno, etc (Amidas, 2008). Las aminas primarias: Tienen dos átomos de H enlazados directamente a un átomo de N como la MEA y la 2-(2-aminoetoxy) etanol (DGA), 2 amino-2 metilpropano (AMP) son generalmente las más alcalinas. Las aminas secundarias: Dietanolamina (DEA) y Diisopropanolamina (DIPA) tienen un átomo de H directamente enlazado al N (Tabla 1). Las aminas terciarias: trietanolamina (TEA), N-metil-2-pirrolidona (NMP) y Metildietanolamina (MDEA) tienen la molécula de N completamente substituida sin ningún átomo de H enlazado a éste; en otro grupo tenemos las aminas mixtas o mezcladas las cuales son combinaciones, modificaciones de dos o más de estas: piperazina (PZ) y 4-amino-1-propil-piperidina (4A1PPD).

Es importante resaltar que las aminas puras o mezcladas, cuando están diluidas en agua no son altamente corrosivas, debido a que tienen un pH alto y una baja conductividad. Por el contrario, cuando se tienen aminas ricas, las cuales son llamadas así debido a que están cargadas de CO<sub>2</sub>, presentan un pH menor que la solución de amina pobre y una elevada conductividad, por lo que presenta un carácter corrosivo mayor (Gunasekaran et al., 2017).

**Tabla 1.***Tipos de aminas.*

<b>Tipo de Amina</b>	<b>Formula o nomenclatura</b>
Amina Primaria	RNH <sub>2</sub>
Amina Secundaria	R <sub>1</sub> R <sub>2</sub> NH
Amina terciaria	R <sub>1</sub> R <sub>2</sub> R <sub>3</sub> N
Amina mezclada	Depende de las aminas mezcladas

### 3. Tecnología de captura CO<sub>2</sub> utilizando aminas.

Es un proceso de captura postcombustión (PCC) en el cual se utilizan compuestos químicos básicos (aminas), con gran reacción con compuestos ácidos (CO<sub>2</sub>), tales compuestos son usados como solventes específicos disueltos en agua, en una concentración y/o mezcla determinada para realizar la tarea de captura. Esta tecnología ofrece una captura con alta eficiencia (>90%) y selectividad (es usado en procesos de separación y captura de CO<sub>2</sub> en diferentes mezclas de gases), y con un consumo de energía más bajo en comparación con otras tecnologías de captura (absorción física, por membranas, ciclo de calcinación/carbonatación); además de esto, es un proceso altamente reversible ya que gran cantidad de la amina utilizada en el proceso de absorción puede ser nuevamente regenerada y utilizada (figura 2).

El proceso de captura genera una disolución, la cual puede ser corrosiva y este fenómeno no es deseado a nivel industrial. Entre las aminas más usadas comercialmente se encuentra la monoetanolamina (MEA) debido a su bajo costo, también son usadas la dietanolamina (DEA), metildietanolamina (MDEA); actualmente se utilizan aminas mezclada o poliaminas como

piperazina (PZ) y 4-amino-1-propil-piperidina (4A1PPD) la cual presenta como uno de los principales atributos, que tienden a tener menores velocidades de corrosión (Hernández, 2019).

El proceso de absorción química utilizando aminas como disolventes en una columna es el método más conocido y aplicado para la captura de CO<sub>2</sub>. Donde se destaca la metildietanolamina (MDEA) como un solvente establecido para la captura de CO<sub>2</sub> que tiene como ventajas que proporciona bajas emisiones fugitivas, además de que el proceso tiene bajo calor de regeneración y ofrece una alta capacidad de absorción de CO<sub>2</sub> (Shahid et al., 2021). Además, es el disolvente más adecuado para el procesamiento de gas natural, el cual necesita eliminar CO<sub>2</sub> y tal proceso se lleva a cabo en condiciones de alta presión y altas concentraciones de CO<sub>2</sub>.

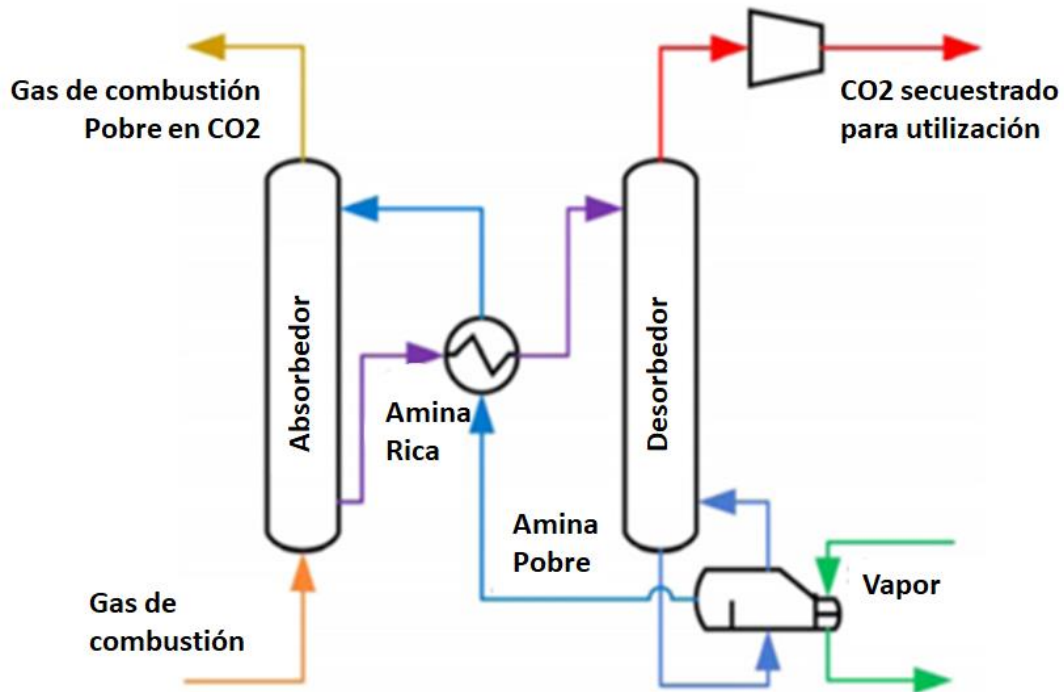
En el proceso de captura de CO<sub>2</sub> la selección del solvente a base de amina es determinante en los costos, los productos y la eficiencia de este, debido a que el proceso se ve directamente afectado por el disolvente, además de factores como el tamaño del equipo, la capacidad de absorción y energía consumida en la regeneración de solventes. La estructura y las características de los diferentes disolventes disponibles, tiene cada una ventajas y desventajas; como ventajas de los disolventes químicos son los altos coeficientes de transferencia de masa de adsorción y desorción, y niveles de captura de gases ácidos hasta partes por millón (ppm). Tales disolventes tienen como desventaja la alta demanda energética para la regeneración del disolvente, alto calor de absorción, alto precio de materiales y altas tasas de corrosión.

El requerimiento de energía en la regeneración del solvente se ha transformado en un tema crítico y de gran interés ya que puede alcanzar alrededor del 30% de la energía producida por una central eléctrica (500 MWe), la cual puede producir entre 8000 a 10.000 toneladas de CO<sub>2</sub> por día. Es por esto que el diseño y funcionamiento de la unidad de regeneración tiene una gran importancia y fomenta la investigación (N.Borhani & Wang, 2019).

Las aminas más utilizadas en la actualidad en el proceso de captura de CO<sub>2</sub> son las siguientes: monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA) y metildietanolamina (MDEA). Estas son las más maduras, comerciales y las que se han consolidado en tal proceso. Esta tecnología de captura es muy adecuada a gran escala de corrientes diluidas de CO<sub>2</sub>, debido a la gran interacción química entre los grupos aminos básicos y las moléculas ácidas de CO<sub>2</sub>. No obstante, tiene como inconvenientes la corrosión de los materiales utilizados debido a la formación de productos corrosivos, alto consumo de energía y algunos problemas de formación de espuma.

**Figura 2.**

*Diseño del proceso convencional de captura de CO<sub>2</sub>*



*Nota.* Adaptado de: (Ooi et al., 2020).

La captura de CO<sub>2</sub> postcombustión (PCC) basada en reactivos de absorción exige un alto consumo de energía para regenerar el solvente y puede llegar a ser relativamente costosa a gran escala. Actualmente para reducir los requisitos energéticos se desarrollan disolventes mejorados a partir de las propiedades termodinámicas de las distintas reacciones que se presentan las cuales son de vital importancia. En la formación de los productos se tienen especies carbamato, bicarbonato o carbonato, los cuales se forman en el sistema de solvente PCC/CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O dependiendo del tipo de disolvente utilizado (por ejemplo, según el tipo de grupo amino y las condiciones de operación), donde se tiene que al utilizar aminas primarias y secundarias se produce

una reacción directa con el CO<sub>2</sub> y para el caso de las aminas terciarias existen etapas previas a la reacción en el proceso de captura (ver Tabla 2).

**Tabla 2.**

*Tipos de aminas puras o simples y su reacción con el CO<sub>2</sub>*

<b>Tipo de amina</b>	<b>Forma</b>	<b>Reacción con CO<sub>2</sub></b>
Aminas primarias	Directa	$\text{CO}_2 + 2\text{RNH}_2 \leftrightarrow \text{RNHCOO}^- + \text{RNH}_3^+$
Aminas secundarias	Directa	$\text{CO}_2 + \text{R}_1\text{R}_2\text{NH} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{R}_1\text{R}_2\text{NH}_2 + \text{HCO}_3^-$
Aminas terciarias	Por etapas	$\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{H}^+ + \underline{\text{HCO}_3^-}$ $\underline{\text{HCO}_3^-} \rightleftharpoons \underline{\text{H}^+} + \text{CO}_3^{2-}$ $\underline{\text{H}^+} + \text{R}_1\text{R}_2\text{R}_3\text{N} \leftrightarrow \text{R}_1\text{R}_2\text{R}_3\text{NH}^+$

La preferencia de los disolventes PCC a reaccionar con el CO<sub>2</sub> impacta la demanda energética del proceso directamente; cuando se tiene un disolvente muy estable la formación de carbamato en el absorbedor, requiere más cantidad de energía en el desorbedor para generar un solvente pobre. Sin embargo, un solvente con baja estabilidad del carbamato puede no alcanzar la tasa de captura de CO<sub>2</sub> requerida, lo cual indica que para una buena tasa de captura se requiere un alto absorbedor y más energía en el proceso. Es por esto por lo que la formación de carbamato está asociada con un calor de reacción; lo anterior por la alta sensibilidad a la temperatura de equilibrio, lo cual es una propiedad deseada de un proceso PCC sujeto a variación de temperatura. La sensibilidad del producto a la temperatura de equilibrio se rige por los coeficientes de actividad, los efectos de especiación y solvatación en función de la temperatura y esto impacta el potencial general del solvente usado. Mientras que, la formación de bicarbonato/carbonato es menos

exotérmica y requiere menor energía para la regeneración en el desorbedor. Pero en este producto la sensibilidad a la temperatura de equilibrio es menor y los formadores de bicarbonato/carbonato, como lo son las aminas terciarias y estéricamente impedidas, por sí solas son menos eficientes desde el criterio energéticamente que las aminas formadoras de carbamato para fines de captura de CO<sub>2</sub> postcombustión (Gupta & Svendsen, 2020).

Actualmente, se realizan estudios en los cuales el objetivo deja de ser solamente la captura y absorción de CO<sub>2</sub> mediante aminas si no, además la desorción, la capacidad cíclica de los disolventes y la corrosión producida por el tipo de amina utilizada. Esto genera el escenario en el que se buscan alternativas a las aminas tradicionales, como mezclas de aminas, aminas con cambio de fase y aditivos para disminuir la cantidad necesaria de energía que demanda el proceso de captura, la regeneración de aminas, los costos elevados y las tasas de corrosión, siendo esta última un factor crítico a nivel económico y operacional; teniendo así que la capacidad de absorción, capacidad cíclica y la formación de productos pasivos se convierten en los parámetros fundamentales para la elección del disolvente.

#### **4. Influencia de la composición y estructura de las aminas sobre la eficiencia en el proceso de captura de CO<sub>2</sub> y la velocidad de corrosión.**

En el estudio realizado por Gunasekarana et al. en el año 2017, titulado “Corrosivity of Single and Blended Amines in CO<sub>2</sub> Capture Process” tenían como objetivos proporcionar información sobre la corrosión del acero al carbono 1018 (CS1018) en el proceso de captura de

CO<sub>2</sub> utilizando la tecnología de aminas y dar a conocer la corrosividad comparativa de diferentes aminas utilizadas en dicho proceso; para esto Gunasekarana et al., utilizaron diferentes sistemas a base de aminas puras y mezcladas (ver tabla 3).

**Tabla 3.**

*Datos obtenidos a diferentes concentraciones y tipos de aminas*

<b>Sistema</b>	<b>Condiciones</b>	<b>Concentración (mol/mol)</b>	<b>pH</b>	<b>Tasa de corrosión (mm/a)</b>
MEA	5.0 kmol/m <sup>3</sup> 80°C	0.53	8.48 ±0.03	4.17 ± 0.02
DEA		0.40	8.41 ±0.04	2.37 ± 0.03
MDEA		0.12	8.85 ±0.07	0.89 ± 0.02
AMP		0.51	8.48 ±0.06	3.11 ± 0.08
PZ		0.82	8.95 ±0.13	1.64 ± 0.02

*Nota.* Adaptado de: (Gunasekarana et al., 2017).

Determinaron el efecto de la carga de CO<sub>2</sub> de la solución sobre la corrosividad del sistema, realizando experimentos en condiciones de saturación de CO<sub>2</sub> a 80 °C. Se puede observar en la Tabla 3, que la velocidad de corrosión de las diferentes aminas probadas a las mismas condiciones de temperatura y concentración inicial da como resultado que la amina primaria MEA presente la tasa de corrosión más alta (4.17mm/a), esto debido a la formación de carbamatos entre sus principales productos de reacción, seguido por las aminas AMP, DEA, PZ y por último la MDEA, siendo esta la menor (0.89mm/a).

En el año 2020, los autores Ooi y colaboradores, realizaron la investigación titulada “Amine-based solvent for CO<sub>2</sub> absorption and its impact on carbon steel corrosion: A perspective

review”, en esta, se realizó una investigación teórica donde se establecieron como objetivos proporcionar una descripción general sobre el mecanismo involucrado en la corrosión del acero al carbono 1018, inducida por CO<sub>2</sub>; con el uso de disolventes a base de aminas para la absorción de CO<sub>2</sub>, comprobando así, la capacidad de estos disolventes a base de amina pura o mezclada para la captura de este. La disolución y reacción del gas CO<sub>2</sub> con los disolventes de amina tiende a influir en la velocidad de corrosión (Tabla 4). A partir de los resultados de esta investigación, se evidenció la importancia de los factores que afectan la velocidad de corrosión como: la concentración inicial de la amina, la relación de moles de CO<sub>2</sub> cargado/mol de amina.

**Tabla 4.**

*Relación entre la tasa de corrosión y el tipo de amina utilizada*






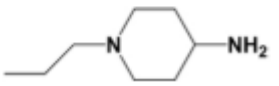
<b>Tipo de amina</b>	<b>Condiciones de análisis</b>	<b>Tasa de corrosión (mm/a)</b>
<i>Puras</i>		
MEA	Acero al carbono 1018 Temperatura: 80°C. Saturadas con CO <sub>2</sub>	4,17
AMP		3,11
PZ		1,64
MDEA		0,89
<i>Mezclas</i>		
MEA/MDEA	Concentración: 4-5 kmol/m <sup>3</sup>	2,86
MEA/AMP		3,01
MEA/PZ		3,12

Asimismo, Li et al., 2020 en el trabajo “A study of designer amine 4-amino-1-propyl-piperidine against the corrosion of carbon steel for application in CO<sub>2</sub> capture”, estudiaron la relación entre la estructura de la amina y las velocidades de corrosión por medio de la evaluación

de las curvas de Tafel, modificación de la concentración y de los productos formados; para esto se estudió la corrosión del acero al carbono (CS) 1018 a una solución de CO<sub>2</sub> cargada de 4 amino-1-propil-piperidina (4A1PPD) y una serie de aminas relacionadas (ver tabla 5).

**Tabla 5.**

*Relación entre la estructura de la amina y la tasa de corrosión*

Amina	Estructura	CO <sub>2</sub> Cargado (mol CO <sub>2</sub> / mol amina)	Tasa de corrosión (mm/a)
MEA		0.735	0,53
1,3 -DAP		1.383	4,06
3MAPA		1.418	0,54
3DMA1PA		1.417	0,46
4APD		1.553	0,42
4AA1PPD		1.591	0,23

*Nota.* Adaptada de (Li et al., 2020).

Obtuvieron que la velocidad de corrosión disminuye con el aumento del número de sustituyentes en los grupos amino y un cambio estructural de aminas lineales a aminas cíclicas, y esto a su vez puede aumentar la capacidad de absorción. A partir de los resultados de la investigación, sugieren que la formación de una película protectora de las especies depende de la proporción de carbonato/carbamato. Se logra producir una película protectora densa de FeCO<sub>3</sub> de la superficie del acero, después de un tratamiento de corrosión hidrotermal con solución 4A1PPD rica en CO<sub>2</sub>. En general, se encontró que la velocidad de corrosión disminuye cuando la estructura de la amina cambia de lineal a cíclica. Y estos cambios estructurales afectaron la proporción de

bicarbonato al carbamato que se encuentra en solución, lo cual está relacionado directamente con la velocidad de corrosión.

En el trabajo realizado por Mohsen et al. en el año 2020, se abordó como uno de sus objetivos, investigar los factores importantes para el proceso de captura de CO<sub>2</sub>, como la eficiencia de captura de CO<sub>2</sub> utilizando la técnica de optimización multiobjetivo (MOO), para mejorar el proceso PCC; esto con el fin de aumentar la tasa de captura de CO<sub>2</sub>. Para esto los autores, se centraron en la influencia del caudal de MDEA-PZ y composición de la mezcla, con fracción de masa total de MDEA-PZ entre 30 y 40%, para maximizar la captura de CO<sub>2</sub> y minimizar el consumo de energía térmica mediante la implementación del modelo MOO.

**Tabla 6.**

*Porcentajes de captura para diferentes relaciones del MDEA/PZ*

<b>Tasa de solvente (tonelada/h)</b>	<b>E regeneración (GJ/tonCO<sub>2</sub>)</b>	<b>CO<sub>2</sub> capturado (%)</b>	<b>CO<sub>2</sub> pobre cargado</b>	<b>CO<sub>2</sub> rico cargado</b>	<b>MDEA (%)</b>	<b>PZ (%)</b>
5699,9	2,688	0,900	0,179	0,721	18,50	21,50
5720,0	2,711	0,910	0,175	0,722	18,30	21,58
5843,0	2,739	0,928	0,178	0,724	17,65	22,09
5699,9	2,779	0,939	0,183	0,746	15,67	23,69
5717,4	2,763	0,939	0,162	0,725	17,75	22,06
5700,5	2,819	0,940	0,177	0,759	14,00	23,79
5753,9	2,764	0,940	0,151	0,718	18,27	21,23

Nota. Adaptado de (Mohsen et al. en el año 2020).

Basados en los resultados obtenidos mostrados en la tabla 6, se puede observar que para una tasa de captura del 94% de CO<sub>2</sub> con la mezcla de MDEA (18,27%) / PZ (21,23%), se tiene

que la energía de regeneración necesaria es de 2,76 GJ/tCO<sub>2</sub>, el cual es menor que la energía de regeneración necesaria para un proceso donde se utiliza MEA, con el 90% de captura de CO<sub>2</sub>, el cual es de 3,57 GJ/tCO<sub>2</sub>. Se han probado otros métodos para mejorar la captura y disminuir la energía de regeneración, pero estos resultan ser más costosos debido a las modificaciones en el proceso.

#### **4.1 Discusión**

Las aminas usadas para la captura pueden ser simples o mezcladas; las simples son básicamente aminas puras (MEA, DEA) y las aminas mezcladas son compuestos de aminas simples y variaciones de estas (metilaminopropano, PZ, 4A1PPD). Basados en la literatura estudiada se determinó que las aminas primarias son las que presentan una mayor tasa de captura de CO<sub>2</sub> en comparación con las aminas secundarias y terciarias, pero a su vez estas presentan altas tasas de corrosión debido a los productos de la reacción, en especial la formación de carbamatos.

Las aminas secundarias presentan una tasa de corrosión relativamente baja debido a la baja formación de carbamato dentro de los productos de reacción y a su vez una menor tasa de corrosión con respecto a las aminas primarias y, por último, las aminas terciarias tienden a presentar una reactividad baja y poco estable; en contraste con estas propiedades de captura se tiene que la amina terciaria es la que presenta mayor disminución en la tasa de corrosión en con relación a la primaria y secundaria.

Teniendo así que el orden de corrosividad de los aceros al carbono expuestos a medios acuosos con aminas tales como: MEA, DEA, AMP, MDEA y PZ, cargadas de CO<sub>2</sub> a temperatura de 80°C, se presenta de la siguiente manera: MEA > AMP > DEA > PZ > MDEA.

La eficiencia del proceso de captura CO<sub>2</sub> postcombustión se ve afectado por la estructura de la amina, la cual puede ser de tipo lineal o cíclica, siendo este un factor decisivo en la velocidad de corrosión. Según las investigaciones expuestas anteriormente, cuando la estructura utilizada es cíclica, tiende a aumentar notablemente la capacidad de absorción de CO<sub>2</sub>. Teniendo en cuenta la literatura consultada, se establece que al tener una estructura lineal su fracción de absorción (mol de CO<sub>2</sub> cargado/mol de amina) es menor a 1, a diferencia cuando se usa la estructura cíclica la fracción de absorción de ésta es mayor a 1.

Debido a la información obtenida, las investigaciones actuales están centradas en las aminas mezcladas o mixtas, para analizar las propiedades de captura y tasa de corrosión y determinar qué tipo de amina mixta presenta las mejores propiedades.

### **5. Efectos de la temperatura y presión en el proceso de captura de CO<sub>2</sub> por medio de aminas sobre la velocidad de corrosión.**

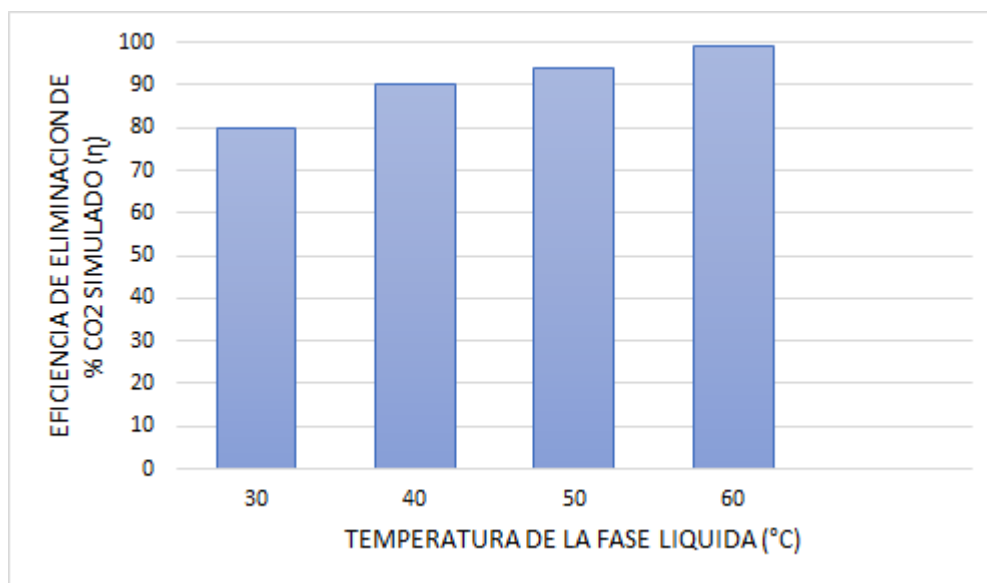
De acuerdo con la investigación realizada por Shahid y sus colaboradores en el presente año, se llevó a cabo la evaluación experimental y el modelamiento de la absorción de CO<sub>2</sub> en una columna a alta presión (4 MPa) utilizando una solución de MDEA la cual tenía como uno de sus objetivos principales medir la capacidad de absorción de esta amina en condiciones extremas de temperatura entre 30-70 °C.

Cuando la temperatura llega a 60°C, se alcanza la eficiencia máxima captura (98,2%) (ver Figura 3), bajo una presión en la columna 4 MPa esto ocurre por la aceleración de la cinética de la

reacción. Sin embargo, se puede observar que a temperaturas mayores de 50°C la capacidad de absorción de CO<sub>2</sub> de la amina no aumenta notoriamente, por lo que trabajar a temperaturas superiores a esta no trae ningún beneficio para el proceso e incrementa su costo.

### Figura 3.

*Porcentaje de eficiencia en eliminación de CO<sub>2</sub> vs temperatura fase líquida.*

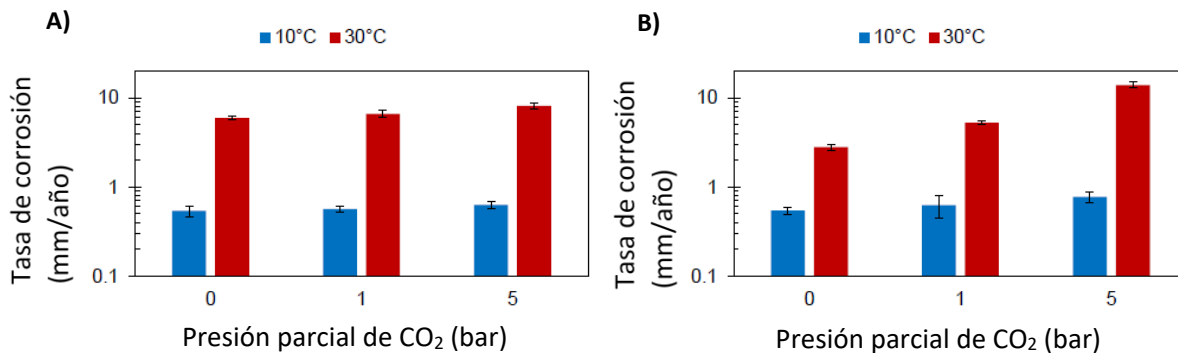


Kahyarian y colaboradores en el año 2018, realizaron un estudio del comportamiento de un acero al carbono API 5LX65 variando el pH, la temperatura, las presiones parciales de CO<sub>2</sub> y la velocidad de flujo. Se obtuvieron curvas de polarización a pH 4 y pH 5, en las cuales se nota la influencia del CO<sub>2</sub> en las curvas catódicas y anódicas. Los resultados muestran que la reducción directa de ácido carbónico es muy poca a presiones parciales de CO<sub>2</sub> de hasta 0,5 MPa. Esto se debe a que el ácido carbónico actúa como un depósito de iones de hidrógeno y su presencia solo aumenta las densidades de corriente limitantes que se observan al atenuar la concentración de H<sup>+</sup> en la superficie metálica. También se obtuvo que al aumentar la presión parcial de CO<sub>2</sub> hasta 0,5

MPa solo se presenta un aumento menor en las tasas de corrosión, como se observa en la Figura 4.

**Figura 4.**

*Tasas de corrosión obtenidas A) pH 4 B) pH 5.*



Determinando así que para la temperatura de 30°C en los sistemas de pH 4 y 5, se observa una mayor tasa de corrosión que la correspondiente a la temperatura de 10°C; también se establece que, para una presión parcial de 5 bar, se presenta mayor la tasa de corrosión en comparación con las presiones menores a está, en el sistema de pH 5.

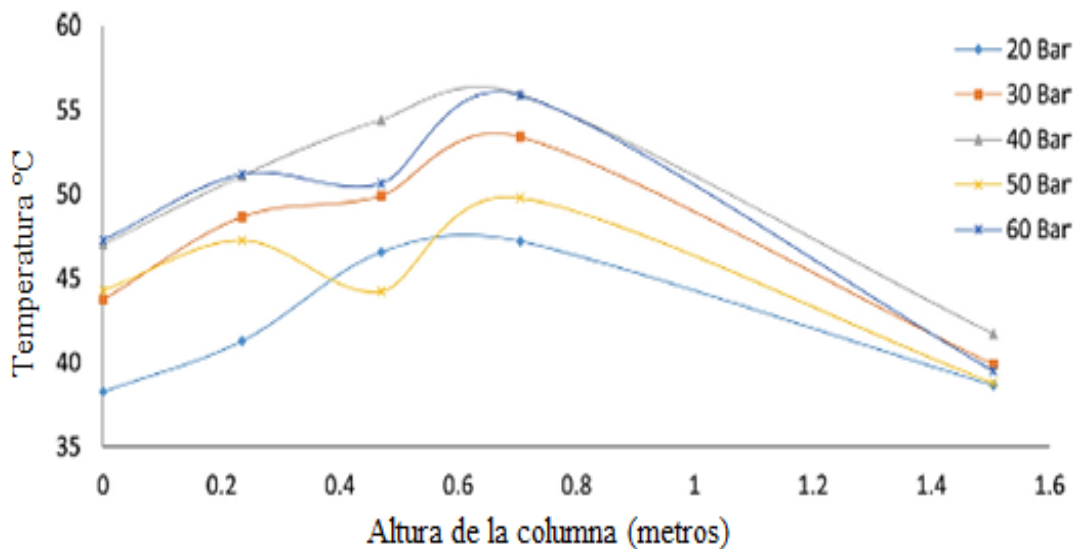
Isa en el año 2017, realizó un trabajo de investigación que involucra la captura de CO<sub>2</sub> en altas concentraciones a presiones elevadas, mediante el uso de una planta piloto de CO<sub>2</sub> de alta presión y, basados en los datos obtenidos se realizó un modelo de simulación validado en la literatura. Para tal captura se usó la MEA, el modelo usado utiliza 20% en peso de MEA acuosa. Tal modelo tiene en cuenta la cinética de la reacción, la transferencia de calor y la velocidad de transferencia de masa. En la planta se puede alcanzar hasta 10 MPa, esto debido a que así se puede demostrar la condición de elevada presión para la captura de CO<sub>2</sub>. En este trabajo se logró la absorción de CO<sub>2</sub> en función de la temperatura y presión del experimento, teniendo así que la

presión se mantuvo en el margen de 2-6 MPa, la temperatura del solvente estuvo en el orden de 33,8°-36°C y la temperatura del gas 30°-36°C; el caudal de CO<sub>2</sub> se mantuvo en el margen de 24,56 - 24,9 slpm (litros estándar por minutos). La solución de MEA tiene una concentración 10 % - 30 % en peso, la cual es típica de proceso de captura.

Los investigadores, establecieron que la reacción alcanza un estado estable más rápido cuando la presión es más alta, esto debido a que genera una mayor colisión de moléculas y se potencia la transferencia de masa. En cuanto a la temperatura tiene un impacto importante en la solubilidad, porque genera variaciones en la absorción química la cual depende en gran porcentaje de la temperatura del solvente.

**Figura 5.**

*Perfil de temperatura sobre la altura de la columna.*



Se genera un efecto llamado temperatura de abultamiento debido a la absorción y la reacción en la cual se presenta un pico de temperatura (Figura 5); esto ocurre porque la corriente

de gas de entrada absorbe calor de la solución rica, esta tendencia se puede observar de igual manera cuando se varía la presión. Este pico máximo de temperatura indica que en ese punto la reacción está teniendo lugar y que tal reacción genera calor debido a que es de tipo exotérmica entre el CO<sub>2</sub> y la MEA.

El autor Tzirakis et al., lideraron una investigación en la cual llevaron a cabo un reciente estudio sobre disolventes de cambio de fase para el proceso de absorción/ desorción sobre la tecnología de captura de CO<sub>2</sub>. Teniendo en cuenta que estos han demostrado que permiten reducir el consumo de energía y los costos en el proceso de captura. Se investigaron experimentalmente las composiciones de fases de nuevas soluciones de amina acuosas; realizaron pruebas experimentales de equilibrio de fase para medir la capacidad de captura de CO<sub>2</sub> de dos mezclas acuosas, la primera N,N-dimetilciclohexilamina (DMCA) con 3-metilaminopropilamina (MAPA) y la segunda de (DMCA) con N-ciclohexil-1,3-propanodiamina (CHAP), la temperatura experimental se encontraba entre de 40-90°C, las presiones parciales de CO<sub>2</sub> estuvieron en el rango de 10-80 kPa, utilizando una solución acuosa de amina con un contenido total de amina de 44,3% en peso y 36,9% en peso respectivamente.

Los resultados obtenidos de los dos sistemas que se pueden observar en la tabla 7, se evidencia que el aumento de la presión parcial de CO<sub>2</sub>, hace que el sistema presente un cambio de fase de orgánica a acuosa, lo cual produce un aumento bastante notorio en la carga de CO<sub>2</sub> capturado por mol de amina (mol CO<sub>2</sub> / mol amina). El cambio de fase orgánica a fase acuosa se da por la transformación de las moléculas lipofílicas de MDCA a especies iónicas hidrofílicas. También se determinó que el sistema DMCA-CHAP logra una mayor capacidad de absorción cíclica que el sistema DMCA-MAPA, en las condiciones probadas.

**Tabla 7.**

*Solubilidad del CO<sub>2</sub> en el sistema DMCA-CHAP a diferentes valores de temperaturas, presión y fases.*

Temperatura °C	Presión parcial de CO <sub>2</sub> (kPa)	Fase equilibrio	DMCA- CHAP	DMCA- MAPA
			CO <sub>2</sub> cargado (mol de CO <sub>2</sub> / mol de amina)	CO <sub>2</sub> cargado (mol de CO <sub>2</sub> / mol de amina)
40	10.1	Orgánica	0.026 ± 0.003	0.011 ± 0.006
	10.1	Acuosa	0.826 ± 0.069	0.946 ± 0.054
	81.0	liquida	1.012 ± 0.068	0.922 ± 0.062
60	10.1	Orgánica	0.024 ± 0.002	0.011 ± 0.002
	81.0	liquida	0.928 ± 0.061	0.875 ± 0.059
90	10.1	Orgánica	-	0.010 ± 0.002
	30.4	Orgánica	0.040 ± 0.012	-
	73.4	Acuosa	0.756 ± 0.053	-
	84.4	Acuosa	-	0.896 ± 0.062

## 5.1 Discusión

Se identifica que al aumentar la presión parcial de CO<sub>2</sub> también aumenta la velocidad de corrosión, esto se debe a que se incrementa el choque de las moléculas y al aumento de velocidad de la reacción anódica, la cual tiene una influencia del pH y la temperatura. La presión parcial de CO<sub>2</sub> tiene una influencia directa en el proceso de captura; pero varía el porcentaje de captura de acuerdo con la amina utilizada.

Con base a la literatura, los resultados obtenidos para la MEA, se tiene que al aumentar la presión de 0,1 MPa a 1 MPa aumenta la captura de CO<sub>2</sub> del 76% al 95%, con un rango de

temperatura de 20-80°C. En otros estudios también se registraron resultados para MEA y N-metil-2-pirrolidona (NMP), las cuales se realizaron a temperaturas de 35°C para las aminas y el CO<sub>2</sub> a 30°C, se realizaron variaciones de presión desde el 0,1 MPa hasta 5,0 MPa, en los cuales se identificó que un incremento de la presión puede acelerar la reacción, y a su vez se evidencia una alta eficiencia en la captura para la MEA a valores de presión de 1,0 MPa y la NMP a 5,0 MPa. Estos cambios se deben al efecto <sup>1</sup>marangoni por el cual, cuando se aumenta la presión parcial, aumenta la concentración de CO<sub>2</sub> en la interfase gas/ fase líquida y se interrumpe esta interfase promoviendo así la tasa de absorción.

La corrosión de los aceros al carbono en los sistemas que contienen aminas es altamente influenciada por la temperatura de la solución y el CO<sub>2</sub> cargado. Teniendo así, la temperatura como una variable independiente en el proceso de captura de CO<sub>2</sub>, la cual tiene una alta influencia en la eficiencia del proceso, este varía de acuerdo con el tipo de amina utilizada; siendo este uno de los factores relevantes. Con base en la bibliografía se encuentra que la eficiencia del proceso aumenta con el aumento de temperatura, para el caso de la MEA (la amina más utilizada) tal eficiencia se encuentra en el rango de temperatura de 25°C a 80°C, esto se debe a que la viscosidad del gas aumenta, evidenciándose su punto máximo de eficiencia a 50°C, también se determina que para temperaturas mayores a este pico máximo no se presentan cambios significativos. La temperatura está relacionada con el pH, debido a que al aumentar la temperatura sucede un desprendimiento de iones H<sup>+</sup> los cuales van a aumentar la acidez de la solución, teniendo así una disminución en el pH del medio. La dependencia a la temperatura de la velocidad de corrosión sigue el comportamiento de Arrhenius<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Efecto marangoni: describe la transferencia de materia entre la superficie de dos fases.

<sup>2</sup> Ecuación de Arrhenius:

$$\log (CR)= 7.96-2320/(T+273)-0.00555 T+0.67\log (PCO_2)$$

## **6. Influencia del pH en la formación de los productos resultantes en el proceso de corrosión y captura de CO<sub>2</sub>.**

En el estudio realizado por Zheng et al., en el año 2016 titulado “Corrosion mitigation via a pH stabilization method in monoethanolamine-based solutions for post-combustion CO<sub>2</sub> capture” se tenía como objetivo establecer un método para la estabilización del pH con el fin de disminuir la corrosión del acero ASTM A106 cuando se utiliza MEA en el proceso de captura de CO<sub>2</sub>, para esto Zheng et al., investigaron el bicarbonato de sodio (NaHCO<sub>3</sub>) como un aditivo ambientalmente benigno para promover la formación de una capa protectora de FeCO<sub>3</sub> en una superficie de contacto entre el acero al carbono y la solución de MEA, en una concentración de 5M cargada con CO<sub>2</sub>, siendo esta una amina primaria muy corrosiva.

La temperatura a la cual se llevó a cabo las pruebas de resistencia a la polarización ( $R_p$ ) fue de 80°C. Como se puede ver en la Figura 6, la adición de NaHCO<sub>3</sub>, disminuye el pH de la solución, lo cual es beneficioso cuando se tiene una solución de MEA cargada con CO<sub>2</sub>; debido a que esto promueve la formación de la capa pasiva de FeCO<sub>3</sub>. También se evidencia que no hay impacto negativo visible con la adición de NaHCO<sub>3</sub> de hasta 1M cuando se trabaja a una temperatura de 40°C. Sin embargo, se presenta una notable disminución en la capacidad de absorción cíclica de la solución en la etapa de separación en temperaturas cercanas a 120 °C.

---

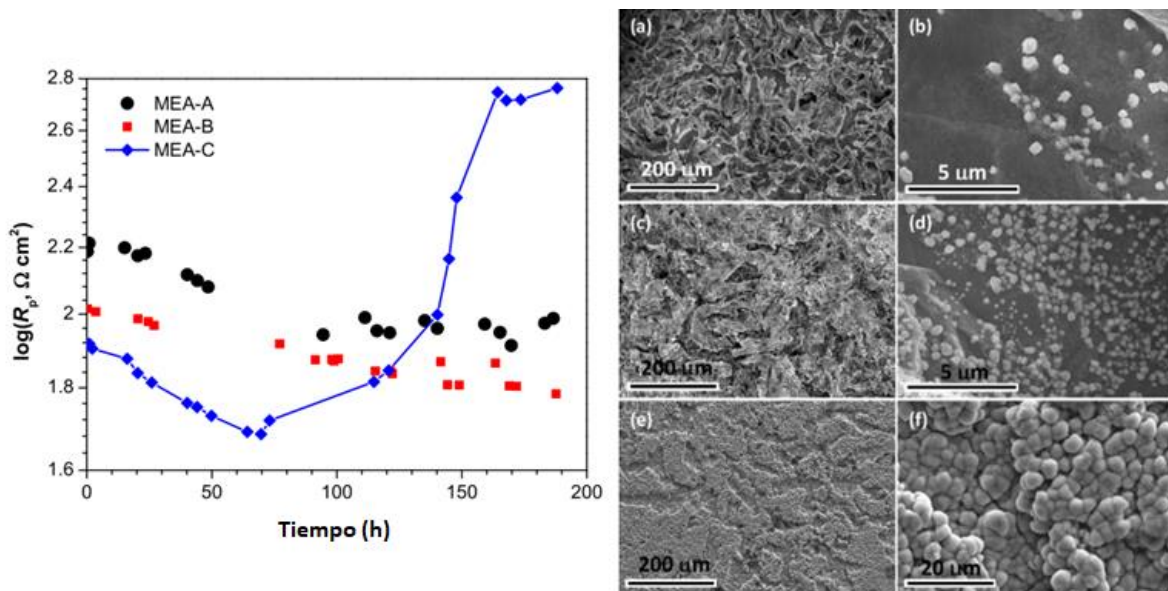
Es una expresión matemática que se utiliza para comprobar la dependencia de la constante de velocidad (o cinética) de una reacción química con respecto a la temperatura a la que se lleva a cabo esa reacción.

**Tabla 8.***Soluciones de MEA con diferentes contenidos de NaHCO<sub>3</sub>*

Soluciones	NaHCO <sub>3</sub> (M)	Alcalinidad	CO <sub>2</sub> en RT	CO <sub>2</sub>	pH en RT	pH a 80°C
		RT (mol amina/kg solución)	(mol CO <sub>2</sub> / kg solución)	cargado en RT (C/N)		
MEA-A	0	4.48	1.94	0.43	9.7	8.4
MEA-B	0.5	4.86	2.27	0.47	9.3	8.2
MEA-C	1.0	5.12	2.50	0.49	9.1	8.0

*Nota.* Adaptada de (Zheng et al., 2016).**Figura 6.**

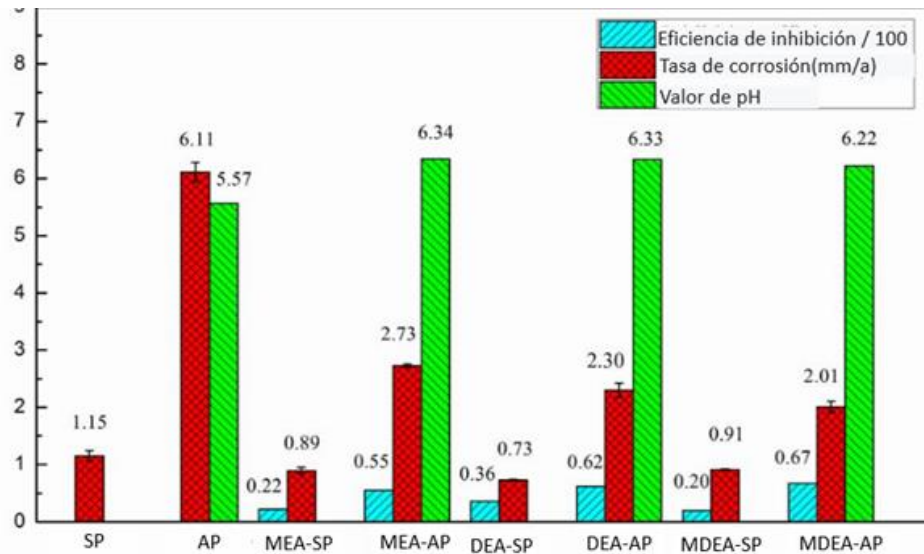
*Gráfica de Log de la resistencia a la polarización (izquierda) y morfología de las superficies del acero (derecha). a) y b) MEA-A; c) y d) MEA-B y e) y f) MEA-C*

*Nota.* Tomado de (Zheng et al., 2016).

Como se puede observar la Fig. 6 (izquierda) muestra el log ( $R_p$ ) del acero analizado, obtenidos por LPR bajo las condiciones de prueba. Las curvas de todas las soluciones analizadas tienen la misma tendencia a decrecer durante las primeras horas; También se tiene que, a un pH más alto, la curva tiende a decrecer aún más, no obstante, en la curva de acero ASTM A106 en presencia de la solución de MEA-C, se pudo evidenciar un aumento brusco de la resistencia a la polarización luego de las 140 h; lo cual podría indicar la formación de una capa protectora de productos de corrosión, en las condiciones de prueba.

También se puede apreciar en las imágenes obtenidas mediante SEM (figura 6-derecha) que en los sistemas de MEA-A y MEA-B, no se observó una capa protectora notable de productos de corrosión, sino Fe<sub>3</sub>C residual poroso y discontinuo después de la disolución preferencial de la fase de ferrita. Con la disminución adicional del pH de la solución (A106 en MEA-C), se formó una capa densa de FeCO<sub>3</sub>, que podría ser responsable del aumento de  $R_p$ , además de funcionar como barrera de difusión para las especies involucradas en el proceso de corrosión.

Chen Li et al, en el año 2018, en el trabajo titulado “Effect of various alkanolamines on the corrosion behavior of N80 steel in impure supercritical CO<sub>2</sub> environments “, investigó el efecto de diferentes aminas MEA, DEA y MDEA sobre el comportamiento a la corrosión del acero al carbono N80 en dos medios, el primero en solución con CO<sub>2</sub> supercrítico saturado de agua (AP) y solución saturada de CO<sub>2</sub> supercrítico (SP) con impurezas (SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>). Emplearon dispositivos de microscopía electrónica de barrido (SEM) para estudiar la morfología de las superficies de las muestras corroídas al cabo de 24h, las técnicas usadas para la determinación de la composición química fue la espectroscopía de rayos X de dispersión de energía (EDS) y para ver la fase de los productos de corrosión fue difracción de rayos X (DRX).

**Figura 7.***Tasas de corrosión de las muestras N80*

*Nota.* Adaptada de (Chen Li et al., 2018).

Como se puede ver en la Figura 7 MEA, DEA y MDEA pueden reducir la tasa de corrosión uniforme en ambas fases; Aunque se ve claramente que la eficiencia de inhibición de la corrosión en AP (55%, 62% y 67%) son significativamente más altas que en SP (22%, 36% y 20%), se puede observar que los valores de pH en AP aumentaron después de agregar alcanolaminas, lo que indica directamente que las alcanolaminas pueden neutralizar los ácidos fuertes producidos por SO<sub>2</sub> y NO<sub>2</sub> en la solución, así como reducir la corrosividad de las soluciones de prueba.

**Tabla 9.***Composición elemental por regiones.*

<b>Región</b>	<b>C</b>	<b>N</b>	<b>O</b>	<b>S</b>	<b>Fe</b>	<b>Ni</b>
1	19.09	14.21	42.15	1.55	22.86	0.15
2	13.67	11.17	23.02	6.02	40.79	-
3	19.38	14.92	46.94	1.41	17.10	0.25
4	15.24	9.19	9.71	1.72	60.55	3.59
5	18.77	14.01	46.05	0.58	20.59	0.28
6	18.54	13.87	16.47	0.92	50.09	-
7	19.83	14.68	48.63	0.47	16.24	0.16
8	21.62	14.30	39.51	1.57	21.49	1.52

Los análisis DRX de los productos de corrosión del acero N80 en SP y AP se muestran en la Tabla 9, ellos detectaron sulfato férrico [Fe<sub>2</sub>(SO<sub>4</sub>)<sub>3</sub>] como producto de corrosión en SP, al igual que no se encontraron carbonato ferroso (FeCO<sub>3</sub>) en las escamas de productos de corrosión; la principal razón de esto es que los ácidos fuertes pueden disolver el carbonato ferroso en condiciones de pH bajo incluso si se forma.

En el estudio realizado por Kakaei, se llevó a cabo una investigación en la cual se analizó la agresividad de las principales especies del sistema dietanolamina (DEA) - H<sub>2</sub>O - CO<sub>2</sub> y el efecto del pH en la velocidad de corrosión; las pruebas las realizaron en muestras de acero al carbono AISI 1018, para esto prepararon varias soluciones de prueba en dos categorías: la primera es el sistema principal (DEA - H<sub>2</sub>O - CO<sub>2</sub>), la segunda en los sistemas suplementarios (MDEA o MDEA + DEA - H<sub>2</sub>O - CO<sub>2</sub>), adicional prepararon una nueva amina (DEA - H<sub>2</sub>O).

El diseño de la solución de prueba se utilizó para obtener diferentes relaciones de concentración de carbamato de dietanolamina (DEACOO-) a bicarbonato (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) en las soluciones de prueba. Se observó inicialmente que el acero al carbono estaba en estado pasivo en

su potencial de reposo en la solución de amina fresca y se sometió a despasivación. Se determinó que un aumento en la carga de CO<sub>2</sub> de una solución de amina, generalmente incrementa la concentración de bicarbonato y disminuye el valor del pH. En cuanto a la despasivación del acero al carbono, se le atribuyó a la presencia del ion bicarbonato; teniendo así que la pasividad es influenciada por el pH. También se obtuvo que al evaluar la agresividad o corrosividad de una especie o producto, se debe tener en cuenta su labor en la reacción, la cual puede ser no beneficiosa y deteriorar la película pasiva o puede tener participación en la reacción catódica (como oxidante) en el caso de disolución activa.

Los autores Mazari et al., en el año 2020 realizaron una revisión de los modelamientos y simulaciones elaboradas para la evaluación de la tasa de corrosión y desarrollaron estrategias de disminución de ésta en los procesos de captura de CO<sub>2</sub> por medio de la tecnología de aminas, para esto analizaron los diferentes parámetros que pueden aumentar la tasa de corrosión como: la carga de CO<sub>2</sub>, el bajo pH, la velocidad de reacción y la formación de los productos de degradación. En cuanto al pH, los autores encontraron que el efecto que este tiene en la velocidad de corrosión está directamente relacionado con factores como la temperatura y la presión parcial de CO<sub>2</sub>; sin embargo, en medios altamente ácidos (pH<4), la velocidad de corrosión es más alta debido a la alta concentración de ion H<sup>+</sup>. También sugirieron que los procesos de captura que con altos valores de pH (>7), sumado a una alta presión parcial de CO<sub>2</sub>, temperatura y concentración de Fe<sup>2+</sup> contribuyen a la formación de películas de FeCO<sub>3</sub>.

## **6.1 Discusión**

El pH es un factor importante en el proceso de captura de CO<sub>2</sub> por medio de la absorción de aminas y tiene un efecto indirecto en las condiciones para la formación de los productos que

afectan el fenómeno de corrosión de los aceros al carbono estudiados. Esto de acuerdo con las condiciones de composición, temperatura y presión que se genere en el proceso de captura se presentan valores de pH en las cuales se beneficia o no el fenómeno corrosivo; acelerando la corrosión o formando una capa pasiva, de acuerdo con los productos formados.

El carbamato (NH<sub>2</sub>COOH) es uno de los productos que promueve la corrosión, el cual es resultado del uso de aminas de tipo primarias y secundarias. Como producto de interés para prevenir y disminuir la corrosión se encuentra el carbonato de hierro (FeCO<sub>3</sub>), ya que este generalmente forma una película pasiva sobre el metal, en el cual se consume el ion hierro Fe<sup>2+</sup>, además de esto, los iones de Fe pueden consumirse para formar precipitados como: hidróxido de hierro (4) y Ferrous ion carbonate hydroxide (5). La amina PZ con CO<sub>2</sub> aireado naturalmente, y la amina terciaria MDEA independiente de la presencia de Oxígeno promueven la formación de esta capa pasivada de FeCO<sub>3</sub>.

Consumo del ion Fe<sup>2+</sup>:



El efecto inhibitor de las alcanolaminas se puede ver afectada por que las aminas pueden sufrir degradación, esta puede ser del tipo oxidante o térmica, debido a las condiciones de temperatura y presión, las cuales influyen directamente en el pH de la solución de amina rica en CO<sub>2</sub> teniendo así el orden de degradación de las aminas en la solución acuosa es: amina terciaria > amina secundaria > amina primaria, y por otro lado tenemos que las aminas pueden llegar a reaccionar con el CO<sub>2</sub> y formar sales.

## 7. Conclusiones

En el presente trabajo se estudió la tecnología de captura de dióxido de carbono por medio de la absorción de aminas y su efecto en la corrosión de aceros al carbono de manera conceptual. Se identificó que para los procesos de captura de CO<sub>2</sub> por medio de la absorción de aminas, las estructuras de tipo cíclicas permiten disminuir la velocidad de corrosión con respecto al tipo de estructuras lineales. En cuanto a la composición de la amina se determina basados en el criterio de corrosión, que la amina de tipo mezclada y terciaria es la adecuada para este proceso, debido a que presenta una menor tasa de corrosión con respecto a las de tipo simples, primarias y secundarias.

Se determinó que la presión tiene una influencia de manera directa en el proceso de captura. El valor cuantitativo de la presión en la que se presenta la mayor eficiencia varía de acuerdo con la naturaleza de la amina utilizada, el cual se presenta en el rango de 1,0 MPa hasta 5,0 MPa. En cuanto a la temperatura se encontró que en el rango entre 50 - 80°C, se presenta la mejor tasa de captura de este proceso, aunque el porcentaje de captura de CO<sub>2</sub> varía de acuerdo con el tipo de amina utilizada en el proceso.

El pH tiene una influencia indirecta en la tasa de corrosión en el proceso de captura de CO<sub>2</sub>, teniendo así que para pH ácidos (<7), se pueden generar productos corrosivos como el carbamato. En cuanto a valores de pH básicos (>7), se favorece la formación de una capa pasivada, como es el carbonato de hierro (FeCO<sub>3</sub>). Estas condiciones en las cuales se presenta la captura de CO<sub>2</sub> son cambiantes debido al valor dado a cada variable del proceso y están estrechamente relacionadas a la amina utilizada, por lo cual genera cambios en los efectos mencionados.

### Referencias bibliográficas

- Bahadori, A. (2014). Corrosion and materials selection: A guide for the chemical and petroleum industries. Australia: John Wiley & Sons.
- Borhani, T., & Wang, M. (2019). Role of solvents in CO<sub>2</sub> capture processes: The review of selection and design methods. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 114(February), 109299. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109299>
- Bos, M. J., Pietersen, S., & Brilman, D. W. F. (2019). Production of high purity CO<sub>2</sub> from air using solid amine sorbents. *Chemical Engineering Science: X*, 2, 100020. <https://doi.org/10.1016/j.cesx.2019.100020>
- Bravo, F., & Chuica, Y. P. (2018). Fabricación de material super hidrofóbico por inmersión para inhibir la corrosión en aceros inoxidables 304.
- Cao, Y., Seyed Alizadeh, S. M., Fouladvand, M. T., Khan, A., Taghvaie Nakhjiri, A., Heidari, Z., Pelalak, R., Kurniawan, T. A., & Albadarin, A. B. (2021). Mathematical modeling and numerical simulation of CO<sub>2</sub> capture using MDEA-based nanofluids in nanostructure membranes. *Process Safety and Environmental Protection*, 148, 1377–1385. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2021.03.007>.
- Cesla, R. (2013). Calentamiento Global : “La Máxima Expresión De La Civilización Petrofósil .” *Revista Del CESLA*, 16, 35–68.
- Charng, T., & Lansing, F. (1982). Review of corrosion causes and corrosion control in a technical facility. In DSN Engineering Section (p. TDA Progress Report, 42-69).

- Dugarte, P., Solange, Y., & Prada, H. (2015). Behavior of corrosion of steels grade API J– 55 , P – 110 and N – 80 in saline environments with flow CO<sub>2</sub> Comportamiento a la corrosión de los aceros grado API J – 55 , P – 110 y N – 80 en medio salino con flujo de CO<sub>2</sub>. 52–61.
- Flores, I. J. L. M. (1996). Aceros y sus Aplicaciones. Universidad Autónoma de Nuevo León, 142. <http://eprints.uanl.mx/421/1/1020118272.PDF>
- Gunasekaran, P., Veawab, A., & Aroonwilas, A. (2013). Corrosivity of single and blended amines in CO<sub>2</sub> capture process. *Energy Procedia*, 37, 2094–2099. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.088>
- Gupta, M., & Svendsen, H. F. (2020). Modeling temperature dependent and absolute carbamate stability constants of amines for CO<sub>2</sub> capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 98 (April), 103061. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103061>
- Hernández, M. (2019). Corrosión en tuberías de revestimiento.
- Hosseini-Ardali, S. M., Hazrati-Kalbibaki, M., Fattahi, M., & Lezsovits, F. (2020). Multi-objective optimization of post combustion CO<sub>2</sub> capture using methyldiethanolamine (MDEA) and piperazine (PZ) bi-solvent. *Energy*, 211, 119035. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119035>
- Imran, M., Ali, U., & Hasnain, A. (2021). Impact of blends of aqueous amines on absorber intercooling for post combustion CO<sub>2</sub> capture system. *Energy and Environment*. <https://doi.org/10.1177/0958305X20982835>
- Isa, F., Zabiri, H., Ramasamy, M., Tufa, L. D., Shariff, A. M., & Saleh, S. F. (2017). Pressure modification index based on hydrodynamics and mass transfer effects for modeling of CO<sub>2</sub>

- removal from natural gas via absorption at high pressures. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 56, 173–186. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.11.024>
- Jiang, X., Qu, D., Song, X., Liu, X., & Zhang, Y. (2019). Critical water content for corrosion of X65 mild steel in gaseous, liquid and supercritical CO<sub>2</sub> stream. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 85, 11–22. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.03.020>
- Kahyarian, A., Brown, B., & Nesic, S. (2018). Mechanism of CO<sub>2</sub> corrosion of mild steel: A new narrative.
- Kakaei, M. N., Neshati, J., Hoseiny, H., & Poursaberi, T. (2016). A non-equilibrium approach to study the corrosion behavior of carbon steel in diethanolamine-H<sub>2</sub>O-CO<sub>2</sub> systems. *Corrosion Science*, 104, 132–143. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2015.12.004>
- Li, C., Xiang, Y., Long, Z., & Yan, W. (2018). Effect of various alkanolamines on the corrosion behavior of N80 steel in impure supercritical CO<sub>2</sub> environments Yong. *NACE - International Corrosion Conference Series*, 10736, 1–14.
- Li, X., Pearson, P., Yang, Q., Puxty, G., Feron, P., & Xiao, D. (2020). A study of designer amine 4-amino-1-propyl-piperidine against the corrosion of carbon steel for application in CO<sub>2</sub> capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 94. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.102929>
- Maldonado, J. (1996). Aceros y sus Aplicaciones. Universidad Autónoma de Nuevo León, 142. <http://eprints.uanl.mx/421/1/1020118272.PDF>
- Mazari, S. A., Ghalib, L., Sattar, A., Bozdar, M. M., Qayoom, A., Ahmed, I., Muhammad, A., Abro, R., Abdulkareem, A., Nizamuddin, S., Baloch, H., & Mubarak, N. M. (2020). Review of modelling and simulation strategies for evaluating corrosive behavior of

- aqueous amine systems for CO<sub>2</sub> capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 96(March), 103010. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103010>
- Mendoza, J. (2018). Normativa Sobre Captura De CO<sub>2</sub>. In Conama. <http://manglar.uninorte.edu.co/handle/10584/8167>.
- Morales, H., & Torres, C. (2008). Tecnologías de captura y secuestro de CO<sub>2</sub> Índice de contenidos. [http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno08/co2capture/Informe captura y secuestro de CO<sub>2</sub>.pdf](http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno08/co2capture/Informe%20captura%20y%20secuestro%20de%20CO2.pdf)
- NACE - International Corrosion Conference Series, 2018-April(May).
- Ooi, Z. L., Tan, P. Y., Tan, L. S., & Yeap, S. P. (2020). Amine-based solvent for CO<sub>2</sub> absorption and its impact on carbon steel corrosion: A perspective review. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 28(5), 1357–1367. <https://doi.org/10.1016/j.cjche.2020.02.029>
- Peña, D., & Fuentes, C. (2007). Predicción de la corrosión por CO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>S en tuberías de acero al carbono. *Scientia et Technica*, 4(36), 881–886. <https://doi.org/10.22517/23447214.5147>.
- Perez, L. (2016). Use of monoethanolamine (MEA) for CO<sub>2</sub> capture in a global scenario: Consequences and alternatives. *Desalination*, 380, 93–99. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2015.08.004>
- Pérez, T. E. (2013). Corrosion in the Oil and Gas Industry: A increasing challenge for materials.
- Saravanan, A., Senthil kumar, P., Vo, D. V. N., Jeevanantham, S., Bhuvanewari, V., Anantha Narayanan, V., Yaashikaa, P. R., Swetha, S., & Reshma, B. (2021). A comprehensive review on different approaches for CO<sub>2</sub> utilization and conversion pathways. *Chemical Engineering Science*, 236, 116515. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2021.116515>
- Shahid, M. Z., Maulud, A. S., Bustam, M. A., Suleman, H., Abdul Halim, H. N., & Shariff, A. M. (2021). Packed column modelling and experimental evaluation for CO<sub>2</sub> absorption using

- MDEA solution at high pressure and high CO<sub>2</sub> concentrations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 88(January), 103829. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.103829>
- Tan, L. S., Shariff, A. M., Lau, K. K., & Bustam, M. A. (2015). Impact of high pressure on high concentration carbon dioxide capture from natural gas by monoethanolamine/N-methyl-2-pyrrolidone solvent in absorption packed column. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 34, 25–30. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2014.12.020>
- Tzirakis, F., Tsvintzelis, I., Papadopoulos, A. I., & Seferlis, P. (2021). Experimental investigation of phase change amine solutions used in CO<sub>2</sub> capture applications: Systems with dimethylcyclohexylamine (DMCA) and N-cyclohexyl-1,3-propanediamine (CHAP) or 3-methylaminopropylamine (MAPA). *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 109(November 2020), 103353. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103353>
- Waseda, Y., & Suzuki, S. (2006). Characterization of corrosion products on steel surfaces. Japón: Springer.
- Xu, S., Wang, Y. W., Otto, F. D., & Mather, A. E. (1996). Kinetics of the reaction of carbon dioxide with 2-amino-2-methyl-1-propanol solutions. *Chemical Engineering Science*, 51(6), 841–850. [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(95\)00327-4](https://doi.org/10.1016/0009-2509(95)00327-4)
- Yang, Y., Xu, X., Guo, Y., & Wood, C. D. (2020). Enhancing the CO<sub>2</sub> capture efficiency of amines by microgel particles. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 103, 103172. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103172>
- Yáñez, E., Ramírez, A., Núñez-López, V., Castillo, E., & Faaij, A. (2020). Exploring the potential of carbon capture and storage-enhanced oil recovery as a mitigation strategy in the

Colombian oil industry. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 94. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.102938>.

Zheng, L., Landon, J., Matin, N. S., Thomas, G. A., & Liu, K. (2016). Corrosion mitigation via a pH stabilization method in monoethanolamine-based solutions for post-combustion CO<sub>2</sub> capture. *Corrosion Science*, 106, 281–292. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2016.02.013>