

## Tecnologías de captura y almacenamiento de dióxido de carbono

SALDÍVAR-ESPARZA, Santiago\*†, CABRERA-ROBLES, José Salvador, RETA-HERNÁNDEZ, Manuel

*Universidad Autónoma de Zacatecas*

Recibido Septiembre 12, 2017; Aceptado Noviembre 04, 2017

### Resumen

Durante las últimas décadas, las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) se han ido incrementado de una manera alarmante. El problema es que el CO<sub>2</sub> es uno de los gases de efecto invernadero (GEI) que más contribuye al calentamiento global. Uno de tantos esfuerzos que se están realizando por reducir las emisiones de este gas contaminante, es incrementar el uso de las energías renovables, pero la transición será muy lenta. Se seguirán emitiendo grandes cantidades antes de que dicha transición sea significativa. Es por eso que una alternativa viable es capturar y almacenar el CO<sub>2</sub> de una manera segura para impedir que vuelva a liberarse a la atmósfera. En este trabajo se presentan las tres tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> usadas en el mundo, las cuales son: precombustión, oxicombustión y postcombustión; así mismo, se presentan los costos asociados en la implementación de estas tecnologías en plantas de calderas de carbón pulverizado (CCP), en plantas de ciclo combinado de gasificación integrada (CCGI) y en plantas de gas natural de ciclo combinado (GNCC). También se mencionan las consideraciones para el transporte y almacenamiento del CO<sub>2</sub> desde las plantas de captura.

**Captura, dióxido de carbono, precombustión, oxicombustión, postcombustión**

### Abstract

During the last few decades, the carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions have increased in alarming way. A concerning problem is that CO<sub>2</sub> is one of the greenhouse gases (GHG) that mostly contribute to global warming. One of many efforts to reduce emissions of this contaminant gas, is to increase the use of renewable energy but the transition will be slow. Before the transition is significant, large quantities of CO<sub>2</sub> will continue appearing in the atmosphere. A possible alternative is to capture and store the CO<sub>2</sub> in a safe way to prevent it from reaching the atmosphere. This paper presents the three used CO<sub>2</sub> capture technologies in the world, which are: precombustion, oxycombustion and postcombustion; likewise, the costs associated with implementing these technologies in supercritical pulverized coal boilers (SCPC), integrated gasification combined cycle (IGCC) plants, and natural gas combined cycle (NGCC) plants, are presented. Also are mentioned the main considerations for the transport and storage of CO<sub>2</sub> from capture plants.

**CCS, CO<sub>2</sub>, precombustion, oxycombustion, postcombustion**

**Citación:** SALDÍVAR-ESPARZA, Santiago, CABRERA-ROBLES, José Salvador, RETA-HERNÁNDEZ, Manuel. Tecnologías de captura y almacenamiento de dióxido de carbono. *Revista de Ciencias Naturales y Agropecuarias*. 2017, 4-12: 22-34.

\* Correspondencia del Autor (Correo Electrónico: 30110590@uaz.edu.mx)

† Investigador contribuyente como primer autor

## Introducción

En la actualidad, existen varios gases contaminantes que contribuyen con el calentamiento global de nuestro planeta; uno de ellos es el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), el cual es liberado a la atmósfera en grandes cantidades. Aunque se están realizando numerosos esfuerzos para combatir éste problema con el uso de energías renovables limpias para la producción de electricidad, reduciendo así la quema de combustibles fósiles y su consecuente emisión de gases contaminantes, no parece ser una opción que resuelva de manera significativa a corto plazo. Una de las alternativas más prometedoras para reducir las emisiones de  $\text{CO}_2$  a la atmósfera es por medio de la Captura y Almacenamiento de Carbono (CAC) (Daví, Sannin, & Trujillo, 2016), ésta es una tecnología que lleva varias décadas en desarrollo.

La problemática mundial respecto a las emisiones del  $\text{CO}_2$  es que la demanda de energía seguirá en aumento en los años venideros; el petróleo, gas natural y el carbón siguen siendo las principales fuentes de energía; según la British Petroleum, las energías renovables sólo proporcionarán la mitad de energía adicional requerida para el 2035, así que es de suma importancia impulsar los proyectos de captura y almacenamiento de  $\text{CO}_2$  para evitar las emisiones de miles de toneladas adicionales de  $\text{CO}_2$  y reducir las actualmente emitidas, es necesario invertir en la investigación de nuevos procesos y materiales que sean más eficientes y baratos para la captura, transporte y almacenamiento del  $\text{CO}_2$ .

La recuperación de petróleo con  $\text{CO}_2$  es uno de los principales enfoques que tienen un gran potencial para mitigar las emisiones de  $\text{CO}_2$  a gran escala (Almazrouei, Asad, Zahra, Mezher, & Tsai, 2017). Esta técnica se considera fuerte en términos de tecnología y eficiencia, ya que el petróleo restante después de las etapas primaria y secundaria de extracción sigue siendo significativo. Fundamentalmente, el  $\text{CO}_2$  inyectado reducirá significativamente la viscosidad del petróleo, hinchará las gotas atrapadas, y finalmente hará que el petróleo se mueva y facilita su extracción (Le Van & Chon, 2017).

Actualmente existen tres tecnologías desarrolladas para conseguir la captura del  $\text{CO}_2$  producido por plantas termoeléctricas alimentadas por combustibles fósiles: la captura postcombustión, la captura precombustión y la oxicomustión. En la captura de postcombustión, el  $\text{CO}_2$  es separado de otros gases de combustión, ya sea presentes originalmente en el aire o producidos por la combustión; en la captura de precombustión, el  $\text{CO}_2$  se elimina del combustible antes de la combustión, y en la oxicomustión el nitrógeno es removido del aire quedando oxígeno de alta pureza (95%) y es quemado con el combustible y gases de combustión, haciendo más fácil su captura posterior del  $\text{CO}_2$  (Figueroa, Fout, Plasynski, McIlvried, & Srivastava, 2008).

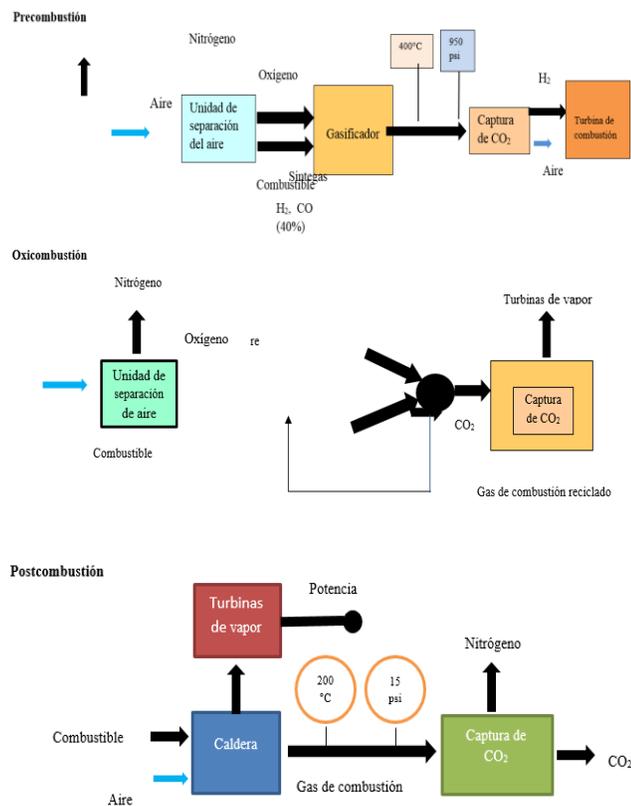
En cuanto al almacenamiento del  $\text{CO}_2$ , los sitios geológicos idóneos son los campos abandonados de petróleo y gas natural, al haber contenido gas o petróleo por miles de años, es casi seguro que puedan contener el  $\text{CO}_2$ . En el proceso de recuperación mejorada del petróleo, además de extraer petróleo, el dióxido de carbono que se inyecta queda almacenado en la formación geológica.

Para transportar el  $\text{CO}_2$ , existen varias técnicas, la más usada es por medio de tuberías, aunque el transporte en barcos puede resultar más económico a grandes distancias (Tan, Nookuea, Li, Thorin, & Yan, 2016).

Los costos de la captura del  $\text{CO}_2$  en plantas de carbón y gas natural, aún son elevados pero afortunadamente año con año disminuyen, gracias a la implementación de nuevas tecnologías de captura y almacenamiento y/o a la mejora de las ya existentes. Es necesario mayor inversión en proyectos de CAC. Este estudio tiene como objetivo describir los métodos usuales que intervienen en los procesos de captura, almacenamiento y transporte del  $\text{CO}_2$  de una manera simplificada, así como exponer las ventajas y desventajas exclusivamente del proceso de captura en términos de funcionalidad y factibilidad. Además, el presente estudio contempla los gastos de operación del proceso de captura en la industria.

Por ende, se pretende examinar los costos generados por la implementación de captura de dióxido de carbono en centrales eléctricas de ciclo combinado de gasificación integrada (CCGI) que utilizan carbón bituminoso, centrales de calderas de carbón pulverizado (CCP) y plantas de gas natural de ciclo combinado (GNCC). También se mencionan las industrias que más CO<sub>2</sub> emiten a la atmósfera, pudiendo ser acreedoras a la implementación de algún método de captura (precombustión, oxicomcombustión o postcombustión).

La figura 1 muestra de manera general las tres técnicas de captura de CO<sub>2</sub> (precombustión, oxicomcombustión y postcombustión) que más adelante se explican de manera detallada.



**Figura 1** Diagrama de bloques de los procesos de precombustión, oxicomcombustión y postcombustión  
Fuente: *Elaboración propia, basada en (Figuerola, Fout, Plasynski, McIlvried, & Srivastava, 2008)*

## Tecnologías de captura de CO<sub>2</sub>

### La precombustión

La precombustión consiste en eliminar el CO<sub>2</sub> después de convertir un combustible (hidrocarburo líquido, gas natural, carbón o biomasa lignocelulosa) en una mezcla de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H<sub>2</sub>) para formar gas de síntesis. El gas de síntesis, o sintegas, se procesa a través de una reacción de conversión de desplazamiento durante la cual se produce más hidrógeno y se forma CO<sub>2</sub>. El CO<sub>2</sub> formado se captura mientras que el hidrógeno se puede quemar para producir energía (electricidad y/o calor) sin emisión de CO<sub>2</sub>. El H<sub>2</sub> es purificado por medio de absorción química o física del CO<sub>2</sub> (fácil separación debido a la alta presión parcial del CO<sub>2</sub>) (Jones, 2010).

El H<sub>2</sub> recuperado puede ser empleado en calderas, turbinas de gas (en plantas que puedan usar H<sub>2</sub> de combustible) o podría ser usado en un ciclo combinado de gasificación integrada (CCGI) en plantas generadoras. Este proceso se emplea principalmente en termoeléctricas de quema de carbón, o plantas que usen carbón, aunque puede bajar la eficiencia este proceso en pérdidas de energía en capturar el CO<sub>2</sub> de una planta con 38.4% a 31.2% de eficiencia, puede recuperarse un poco en el uso del H<sub>2</sub> como combustible en un CCGI.

La captura por precombustión tiene la ventaja de implementación sin hacer muchas modificaciones a las plantas (de Queiroz Fernandes Araújo & de Medeiros, 2017). El sector industrial incluye varios procesos donde el CO<sub>2</sub> se produce como subproducto de la conversión química.

Las fuentes industriales con altas corrientes de gas de concentración de CO<sub>2</sub> incluyen plantas para la conversión de combustibles de carbón a líquido y procesos químicos (principalmente a base de gas natural) para la producción de productos químicos tales como etanol, amoníaco, hidrógeno y gas metano sintético (Jansen, Gazzani, Manzolini, Dijk, & Carbo, 2015).

### **Oxicombustión**

Una alternativa de capturar CO<sub>2</sub> de gas combustible es modificar el proceso de combustión de tal forma que el gas combustible tenga una alta concentración de CO<sub>2</sub>. Una tecnología prometedora para lograr esto es la oxicombustión, en donde el combustible es quemado con oxígeno casi puro (cerca del 95 %) mezclado con gas de combustión reciclado. La opción más frecuentemente propuesta en este concepto es la unidad de separación de aire criogénico; que es usada para suministro de oxígeno de alta pureza para calderas de carbón pulverizado.

Este oxígeno de alta pureza se mezcla con gases de combustión reciclado antes de la combustión en la caldera para mantener condiciones similares de combustión a con la configuración de quema con aire. Esto es necesario porque actualmente no se encuentran disponibles materiales en las calderas que resistan las altas temperaturas resultantes de la quema de carbón con oxígeno puro (Figuroa, Fout, Plasynski, McIlvried, & Srivastava, 2008).

Hay nuevas aplicaciones como uso de tecnologías de membranas por adsorción y separación de O<sub>2</sub> en lugar de criogénicas para aire enriquecido con oxígeno, mejoras en el proceso de absorción debido a la presencia de CO<sub>2</sub> más alto en los gases de combustión y reduciendo los requisitos de servicio del recalentador en la regeneración disolvente (Vega, Navarrete, Bernabé, & Rodríguez, 2014).

Lo más atractivo de este proceso es que produce gas combustible el cuál es predominantemente en CO<sub>2</sub> y agua. El agua fácilmente se remueve por condensación, y el CO<sub>2</sub> restante puede ser purificado a bajo costo. El acondicionamiento del gas de combustión consiste en el secado del CO<sub>2</sub>, removiendo el O<sub>2</sub> para prevenir la corrosión en las tuberías, y posiblemente remoción de otros contaminantes y diluyentes, tales como Ar, N<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> (Figuroa, Fout, Plasynski, McIlvried, & Srivastava, 2008).

La oxicombustión simplifica la captura posterior a la combustión, uno de los retos de esta tecnología es la penalización de energía en refrigerar el O<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> para su almacenamiento y operación en este proceso (de Queiroz Fernandes Araújo & de Medeiros, 2017).

### **La postcombustión**

Las opciones para la captura de CO<sub>2</sub> en la postcombustión son caras, pero pueden utilizarse para bajas concentraciones de CO<sub>2</sub> y pueden integrarse con las centrales eléctricas existentes para una captura efectiva (Sreedhar, Nahar, Venugopal, & Srinivas, 2017).

Las diferentes tecnologías para la captura de CO<sub>2</sub> en la postcombustión son: la absorción (química y física), adsorción, separación criogénica, separación por membrana y combustión química de bucles (Sreedhar, Nahar, Venugopal, & Srinivas, 2017).

La absorción es una opción técnica que puede utilizarse en ambos modos de captura de CO<sub>2</sub> antes y después de la combustión; esta tecnología ya se ha comercializado. La absorción física depende de la solubilidad del CO<sub>2</sub> en el disolvente y se prefiere a altas presiones. La absorción química se prefiere debido a la mayor capacidad de absorción a baja presión parcial de CO<sub>2</sub>.

Un sistema típico de absorción química consta de tres componentes, es decir, disolvente, absorbente y separador. Los gases de combustión procedentes de diferentes fuentes de CO<sub>2</sub>, como las centrales eléctricas de carbón, entran en contacto con la solución pobre a contracorriente en el absorbedor. El CO<sub>2</sub> es absorbido por los disolventes, lo que conduce a una menor concentración de CO<sub>2</sub> en el gas de combustión. El CO<sub>2</sub> rico en disolvente se regenera a continuación en el separador. La solución pobre regenerada se devuelve al absorbedor y se recoge CO<sub>2</sub> comprimido en la parte superior del separador y se transporta. La absorción química ha sido la tecnología más exitosa que se ha comercializado desde hace muchos años, pero aún no se ha ampliado en la recuperación de CO<sub>2</sub> en las plantas de energía (Sreedhar, Nahar, Venugopal, & Srinivas, 2017).

En la adsorción, el líquido o el gas se adhieren a adsorbentes sólidos que podrían regenerarse posteriormente mediante la aplicación de operaciones de oscilación de temperatura, vacío o presión. El carbón activado, los óxidos metálicos, la alúmina, los fosfatos y las zeolitas, los marcos orgánicos metálicos, los carbones y polímeros microporosos y las aminas modificadas fueron algunos de los diferentes adsorbentes reportados para ser usados en éste proceso (Sreedhar, Nahar, Venugopal, & Srinivas, 2017).

La separación criogénica implica la compresión y el enfriamiento de la mezcla de gases con CO<sub>2</sub> a varios niveles para avanzar el cambio de fase de CO<sub>2</sub> junto con otros constituyentes que posteriormente pueden ser separados por destilación. Éste proceso no requiere absorbentes químicos; puede llevarse a cabo a presión atmosférica y es compatible con ambos modos de captura de CO<sub>2</sub> antes y después de la combustión (Sreedhar, Nahar, Venugopal, & Srinivas, 2017).

La separación por membrana del CO<sub>2</sub> de los gases de combustión depende de la diferencia en la selectividad y la permeabilidad. Para la separación se utilizan algunas membranas, como las orgánicas que consisten en polímeros y compuestos inorgánicos que se encuentran en la zeolita, cerámica, metales, carbono, etc. También actúa como una unidad de contacto para el disolvente y los gases que se mueven a contracorriente, el CO<sub>2</sub> se absorbe selectivamente sobre la matriz de la membrana (Sreedhar, Nahar, Venugopal, & Srinivas, 2017).

En la combustión química de bucles, el oxígeno requerido para la combustión se obtiene a partir de óxidos metálicos para evitar el contacto directo entre el combustible y el aire. No se requiere ninguna etapa de separación adicional en este proceso, y la formación de NO<sub>x</sub> es también mínima, dando lugar a una mayor eficacia de captura de CO<sub>2</sub>, pero aún no se ha comercializado a nivel industrial. La combinación de la oxidación con la captura de CO<sub>2</sub> posterior a la combustión también puede reducir potencialmente el consumo total de energía en un 25% en comparación con un proceso de oxidación (Vega, Sanna, Maroto-Valer, Navarrete, & Abad-Correa, 2016).

La tabla 1 muestra las ventajas y desventajas de las tecnologías de captura del CO<sub>2</sub>.

Tecnología	Ventajas	Desventajas
Precombustión	<p>Es aplicable para las centrales térmicas de carbón.</p> <p>Comercialización de producción de H<sub>2</sub> a gran escala.</p> <p>Alta eficiencia.</p> <p>Bajas penalizaciones de energía de captura (≈10-15%).</p> <p>Producción de gas de síntesis concentrado en CO<sub>2</sub> a alta presión.</p> <p>Más tecnologías disponibles para la separación.</p> <p>Potencial de reducción de los costos / cargas de compresión.</p> <p>Mayor fuerza motriz para la separación.</p>	<p>Nuevos materiales para la alta temperatura de la captura del CO<sub>2</sub>.</p> <p>Alta inversión de capital, alto costo del equipo.</p> <p>Insuficiente experiencia a gran escala de plantas térmicas de H<sub>2</sub>.</p> <p>Aplicable principalmente a nuevas plantas, ya que pocas plantas de gasificación están operando actualmente.</p> <p>Requisitos de sistemas de soporte extensivos</p>
Oxicombustión	<p>Muy alta concentración de CO<sub>2</sub> en los gases de combustión.</p> <p>Simplifica la captura postcombustión.</p> <p>Alta eficiencia.</p> <p>Opción de reacondicionamiento tecnológico.</p>	<p>Requerimiento grande de producción criogénica de O<sub>2</sub> que pueden ser costos de energía no permitidos en ciertas industrias.</p> <p>Requerimiento de enfriamiento del CO<sub>2</sub> reciclado para mantener las temperaturas dentro de los límites de los materiales.</p> <p>Decrecimiento de la eficiencia del proceso.</p>
Postcombustión	<p>Aplicable a la mayoría de las plantas eléctricas de carbón.</p> <p>Opción de tecnología de reacondicionamiento</p>	<p>El gas de combustión está diluido en CO<sub>2</sub>.</p> <p>El gas de combustión está a presión ambiente.</p> <p>Baja presión del CO<sub>2</sub>.</p> <p>Rendimiento o volumen de circulación superior requerido para altos niveles de captura.</p> <p>El CO<sub>2</sub> es producido a baja presión comparado con los requerimientos de secuestro.</p>

**Tabla 1** Ventajas y desventajas de las tecnologías para la captura del CO<sub>2</sub>

Fuente: *Elaboración propia, basada en (Figuerola, Fout, Plasynski, McIlvried, & Srivastava, 2008).*

## La recuperación mejorada del petróleo

La recuperación mejorada del petróleo ha sido aplicada ampliamente, ya que mejora efectivamente la recuperación de petróleo y gases de efecto invernadero (Yu, y otros, 2016). El CO<sub>2</sub> es almacenando permanentemente siendo inyectado en formaciones geológicas. Las aplicaciones de las herramientas inteligentes híbridas en la evaluación de las incertidumbres de los proyectos de recuperación del petróleo han sido propuesto en muchos estudios; sin embargo, el modelo todavía debe ser desarrollado en términos de la arquitectura o un algoritmo para predecir de manera más completa y precisa los procesos de inundación (Le Van & Chon, 2017).

El CO<sub>2</sub> inyectado se mezcla con el petróleo y la mezcla se hincha en condiciones de alta presión. La mezcla se mueve entonces fácilmente, lo que aumenta la producción de petróleo en consecuencia (Kwak & Kim, 2017).

Los proyectos piloto para la captura y almacenamiento del CO<sub>2</sub> consideran la recuperación mejorada del petróleo una de las opciones clave para obtener información sobre el comportamiento del CO<sub>2</sub> almacenado. De los sitios técnicamente favorables evaluados a nivel mundial, se estima que se pueden recuperar 470 mil millones de barriles de petróleo y almacenar 140 Gt de CO<sub>2</sub> (Tapia, Lee, Ooi, Foo, & Tan, 2016).

Para los procesos de recuperación del petróleo podría hacer que los proyectos sean más rentables que buscar nuevos yacimientos cuando el precio del petróleo es un factor desfavorable, que es un obstáculo para la mayoría de los proyectos exploratorios y de producción (Le Van & Chon, 2017).

### Almacenamiento geológico del CO<sub>2</sub>

Un requisito crítico para el almacenamiento del CO<sub>2</sub> es que éste debe permanecer almacenado de forma permanente y segura en la zona geológica seleccionada. El almacenamiento en campos abandonados de petróleo y gas natural resulta muy apropiado, ya que después de mantener petróleo y gas por millones de años es probable que sean impermeables. El CO<sub>2</sub> es retenido a través de varios mecanismos de captura (de Queiroz Fernandes Araújo & de Medeiros, 2017): (a) estratigráficos y estructurales (atrapamiento primario, ocurre bajo sellos de rocas de baja permeabilidad, dominantes en la etapa temprana); (b) residual (atrapado en los poros de la roca por la presión capilar del agua); (c) solubilidad (atrapamiento de gas residual), y (d) mineralización (cambio de la topología del espacio poro y conectividad).

Cuando el CO<sub>2</sub> capturado se utiliza de manera productiva (comercialmente) en el proceso de almacenamiento, como en el caso de la recuperación del petróleo, el proceso general se conoce como captura, utilización y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. En ambos casos, la formación de inyección se situaría muy por debajo de los acuíferos de agua potable, con múltiples capas geológicas intermedias que sirven para proteger los recursos hídricos subterráneos.

La profundidad de la inyección, a menudo más de 1 km por debajo de la superficie terrestre, implica presiones y temperaturas por encima del punto crítico para el CO<sub>2</sub>. Como tal, la inyección implica CO<sub>2</sub> supercrítico, que tiene una densidad de 250-800 kg/m<sup>3</sup>, dependiendo de la profundidad de la inyección y del gradiente geotérmico (Celia, 2017).

El almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> se ha identificado como el componente principal de la estrategia para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de las operaciones de arenas petrolíferas, que se encuentran en el área de Athabasca cerca del borde oriental de la cuenca de Alberta. Por lo tanto, el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en los acuíferos salinos del Devónico profundo, situado al oeste de las operaciones de las arenas petrolíferas, puede constituir una solución para almacenar el CO<sub>2</sub> de estas operaciones (Bachu, Melnik, & Bistran, 2014).

### Transporte del CO<sub>2</sub>

A excepción de los casos en que la fuente de CO<sub>2</sub> se encuentra por encima de una formación geológica adecuada (por ejemplo, el procesamiento de gas natural en alta mar), el CO<sub>2</sub> debe transportarse desde los puntos de captura hasta los lugares de destino (de Queiroz Fernandes Araújo & de Medeiros, 2017).

El CO<sub>2</sub> se transporta desde las plantas de captura hasta los lugares de almacenamiento por medio de tuberías, buques o camiones cisterna, la selección del método de transporte se basa principalmente en la distancia que tiene que recorrer el CO<sub>2</sub> desde el sitio de captura hasta el sitio de almacenamiento. Las tuberías operan hoy como una tecnología de mercado madura y son el método más común para transportar CO<sub>2</sub>. Normalmente se bombea una corriente de CO<sub>2</sub> a una presión mayor que 8 MPa para aumentar la densidad de CO<sub>2</sub> y evitar regímenes de flujo de dos fases, haciéndolo más fácil y menos costoso de transportar.

El transporte por barco podría ser más barato que el transporte por tubería en algunas circunstancias, particularmente en distancias más largas, ya que los buques también pueden ser más flexibles que las tuberías (Tan, Nookuea, Li, Thorin, & Yan, 2016).

Cuando están presentes impurezas tales como N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, CO, agua, SO<sub>2</sub> y NO<sub>2</sub>, se modifican las propiedades termofísicas del flujo de CO<sub>2</sub>, tales como la densidad, la caída de presión específica y el punto crítico. Esto cambiará los diseños de la tubería, tales como el diámetro, el grosor de la pared, la presión mínima de funcionamiento permitida y la distancia entre los reforzadores, lo que conduce a mayores costos de transporte (Mechlery, Brown, Fennell, & Mac Dowell, 2017).

### Costos

En general, la información sobre costos de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> se utiliza para dos propósitos generales: (1) evaluaciones de tecnología (para apoyar decisiones sobre selección de tecnología, inversiones de capital, estrategias de marketing, prioridades de investigación y desarrollo y actividades relacionadas), y (2) evaluaciones de políticas (para apoyar una variedad de actividades regulatorias, legislativas y de promoción) (Rubin, Davison, & Herzog, 2015).

Los costos para el transporte de CO<sub>2</sub> en gasoductos muestran estimaciones altas y bajas para los gasoductos en tierra y en mar. Cabe señalar que los costos de los gasoductos son muy variables, debido en gran parte al tipo de terreno que están atravesando y a la naturaleza del uso de la tierra existente (por ejemplo, las áreas urbanas frente a las áreas rurales). Por lo que los costos de las tuberías en terreno difícil son mucho mayores (Rubin, Davison, & Herzog, 2015).

Los costos de almacenamiento geológico son muy variables debido a la heterogeneidad de los depósitos de almacenamiento. Esto incluye el tipo de depósito (por ejemplo, en tierra vs. mar adentro, campo agotado vs formación salina profunda) y yacimiento geológico (por ejemplo, porosidad, permeabilidad, profundidad).

Este rango de estimación de costos se basa sobre el criterio de los autores del estudio en el análisis de un lugar, en parte debido a que los datos sobre un gran depósito con gran potencial de porcentaje de almacenamiento son bastantes escasos. Los candidatos pobres para los depósitos de almacenamiento podrían tener costos de almacenamiento muy por encima del valor alto del rango (Rubin, Davison, & Herzog, 2015).

Las tablas 2, 3, 4 y 5 muestran una estimación del rendimiento y costo de varias plantas en las que se realiza la captura del CO<sub>2</sub> por medio de las tecnologías de captura mencionadas anteriormente, cabe resaltar que los costos de captura de las plantas están dados en dólares estadounidenses, tomando un valor constante del año 2013. En las tablas se excluyen los costos de transporte y almacenamiento, ya que estos costos son muy variados debido al método de transporte del CO<sub>2</sub>, a la distancias y al tipo de sitio donde se hará el almacenamiento geológico.

Medidas de rendimiento y costo para nuevas plantas CCGI con carbón bituminoso	Valores	
	Rango	
	Bajo	Alto
<b>Medición de rendimiento de la planta</b>		
Planta de referencia CCGI. Potencia de salida neta (MW)	600	748
Tasa de emisión sin captura (tCO <sub>2</sub> / MWh)	0.723	0.850
Tasa de emisión con captura (tCO <sub>2</sub> / MWh)	0.093	0.150
Porcentaje de reducción de CO <sub>2</sub> por MWh (%)	82	88
El CO <sub>2</sub> total capturado o almacenado (Mt / año)	3.1	3.3
Captura de energía requerida. (% Más entrada / MWh)	20	35
<b>Medición del costo de la planta</b>		
Capital total requerido sin captura (USD / kW)	2687	3900
Capital total requerido con captura (USD / kW)	3808	5148
Porcentaje de aumento en el costo de capital con captura (%)	30	47
costo nivelado de la electricidad (CNE) sin captura (USD / MWh)	82	99
CNE con captura (USD / MWh)	111	130
Incremento en el CNE, solamente con captura (USD / MWh))	24	36
Porcentaje de aumento en CNE con captura solamente (%)	26	41
Costo del CO <sub>2</sub> capturado (USD / tCO <sub>2</sub> )	28	41
Costo de CO <sub>2</sub> evitado, excluyendo Transp. y almac. (USD / tCO <sub>2</sub> )	37	58

**Tabla 2** Resumen de estimaciones del rendimiento y del coste de la captura por precombustión en las centrales eléctricas de ciclo combinado de gasificación integrada (CCGI) que utilizan carbón bituminoso (todos los valores en dólares estadounidenses constantes de 2013)

*Fuente: Elaboración propia, basada en (Rubin, Davison, & Herzog, 2015).*

Medidas de rendimiento y costo para nuevas plantas CCGI con carbón bituminoso (relativo a una CCP sin captura de CO <sub>2</sub> )	Valores	
	Rango	
	Bajo	Alto
<b>Medición de rendimiento de la planta</b>		
Planta de referencia CCP, Potencia de salida neta (MW)	550	1030
Tasa de emisión sin captura (tCO <sub>2</sub> / MWh)	0.75	0.861
Tasa de emisión con captura (tCO <sub>2</sub> / MWh)	0.017	0.11
Porcentaje de reducción de CO <sub>2</sub> por MWh (%)	90	98
El CO <sub>2</sub> total capturado o almacenado (Mt / año)	3.1	5.5
Captura de energía requerida. (% Más entrada / MWh)	24	29
<b>Medición del costo de la planta</b>		
Capital total requerido sin captura (USD / kW)	2455	2681
Capital total requerido con captura (USD / kW)	4278	5372
Porcentaje de aumento en el costo de capital con captura (%)	67	106
costo nivelado de la electricidad (CNE) sin captura (USD / MWh)	56	68
CNE con captura (USD / MWh)	91	121
Incremento en el CNE, solamente con captura (USD / MWh)	35	56
Porcentaje de aumento en CNE con captura solamente (%)	60	84
Costo del CO <sub>2</sub> capturado (USD / tCO <sub>2</sub> )	36	67
Costo de CO <sub>2</sub> evitado, excluyendo Transp. Y almac. (USD / tCO <sub>2</sub> )	45	73

**Tabla 3** Resumen de las estimaciones de rendimiento y costo actuales para la captura de oxidación en nuevas plantas SCPC / USC utilizando carbones sub-bituminosos o bituminosos (todos los valores en dólares estadounidenses constantes 2013)

Fuente: *Elaboración propia, basada en (Rubin, Davison, & Herzog, 2015)*

Medidas de rendimiento y costo para nuevas plantas CCP con carbón bituminoso	Valores	
	Rango	
	Bajo	Alto
<b>Medición de rendimiento de la planta</b>		
Planta de referencia CCP, Potencia de salida neta (MW)	550	1030
Tasa de emisión sin captura (tCO <sub>2</sub> / MWh)	0.746	0.840
Tasa de emisión con captura (tCO <sub>2</sub> / MWh)	0.092	0.120
Porcentaje de reducción de CO <sub>2</sub> por MWh (%)	86	88
El CO <sub>2</sub> total capturado o almacenado (Mt / año)	3.8	5.6
Captura de energía requerida. (% Más entrada / MWh)	21	44
<b>Medición del costo de la planta</b>		
Capital total requerido sin captura (USD / kW)	2313	2990
Capital total requerido con captura (USD / kW)	4091	5252
Porcentaje de aumento en el costo de capital con captura (%)	58	91
costo nivelado de la electricidad (CNE) sin captura (USD / MWh)	61	79
CNE con captura (USD / MWh)	94	130
Incremento en el CNE, solamente con captura (USD / MWh)	30	51
Porcentaje de aumento en CNE con captura solamente (%)	46	69
Costo del CO <sub>2</sub> capturado (USD / tCO <sub>2</sub> )	36	53
Costo de CO <sub>2</sub> evitado, excluyendo Transp. Y almac. (USD / tCO <sub>2</sub> )	45	70

**Tabla 4** Resumen de las estimaciones de rendimiento y de los costos de la captura por postcombustión en las centrales de calderas de carbón pulverizado (CCP) usando carbón bituminoso (todos los valores en dólares estadounidenses constantes de 2013)

Fuente: *Elaboración propia, basada en (Rubin, Davison, & Herzog, 2015)*

Medidas de rendimiento y costo para nuevas plantas (GNCC)	Valores	
	Rango	
	Bajo	Alto
<b>Medición de rendimiento de la planta</b>		
Planta de referencia GNCC, Potencia de salida neta (MW)	512	910
Tasa de emisión sin captura (tCO <sub>2</sub> / MWh)	0.348	0.370
Tasa de emisión con captura (tCO <sub>2</sub> / MWh)	0.040	0.043
Porcentaje de reducción de CO <sub>2</sub> por MWh (%)	88	89
El CO <sub>2</sub> total capturado o almacenado (Mt / año)	1.1	2.3
Captura de energía requerida. (% Más entrada / MWh)	13	18
<b>Medición del costo de la planta</b>		
Capital total requerido sin captura (USD / kW)	808	1378
Capital total requerido con captura (USD / kW)	1422	2626
Porcentaje de aumento en el costo de capital con captura (%)	76	121
costo nivelado de la electricidad (CNE) sin captura (USD / MWh)	42	83
CNE con captura (USD / MWh)	63	115
Incremento en el CNE con captura (USD / MWh)	19	40
Porcentaje de aumento en CNE con captura (%)	27	61
Costo del CO <sub>2</sub> capturado (USD / tCO <sub>2</sub> )	48	111
Costo de CO <sub>2</sub> evitado, excluyendo Transp. Y almac. (USD / tCO <sub>2</sub> )	58	121

**Tabla 5** Resumen del rendimiento y estimaciones de costos para la captura postcombustión en las nuevas plantas generadoras de gas natural de ciclo combinado (GNCC) (todos los valores en dólares estadounidenses constantes de 2013)

Fuente: *Elaboración propia, basada en (Rubin, Davison, & Herzog, 2015)*

## Industrias que más CO<sub>2</sub> emiten

### La industria siderúrgica

La industria siderúrgica es el mayor sector industrial emisor, que representa el 31% de las emisiones industriales. La mayoría de las emisiones de la industria siderúrgica proceden de las 180 grandes siderúrgicas integradas con emisiones medias de 3,5 millones de toneladas anuales, siendo otros sitios predominantemente más pequeños las "mini-fábricas" con un tamaño de emisiones de 170 kt de CO<sub>2</sub> por año. Por lo tanto, el mayor potencial para reducir las emisiones radica en estas acerías integradas, debido a las grandes fuentes puntuales que existen allí para la captura.

Un problema importante asociado con la implementación de captura de carbono es el número de fuentes puntuales diferentes. La mayor fuente puntual es el alto horno, del cual se puede capturar el 65% de las emisiones, siendo la planta de coque la que emite el 27% de las emisiones totales y la planta sinterizada el 6% de las emisiones totales. Debido a las emisiones mucho mayores de estas acerías integradas en comparación con las mini-fábricas, las acerías integradas son el foco principal de los costos y tecnologías de captura. Dado que hay tres fuentes primarias de CO<sub>2</sub>, se necesitarán múltiples plantas de captura de carbono o algún método de combinación de corrientes de humos para cada gran fábrica con el fin de capturar una gran proporción de las emisiones totales (Leeson, Mac Dowell, Shah, Petit, & Fennell, 2017).

### **Refinerías de petróleo**

La industria de refinación de petróleo es responsable del 10% de las emisiones industriales. Debido a la heterogeneidad en las plantas de refinación, sería necesario diseñar sistemas de CAC a medida y, como tales refinerías, a menudo se pasan por alto como candidatos para aplicar CAC. En general, las mayores fuentes de emisiones son los hornos y calderas, que representan el 65% del total de emisiones, convirtiéndolos en los objetivos más apropiados para cualquier tecnología de captura de carbono. Después de esto, la siguiente área de captura más prometedora es el craqueador catalítico o gasificador, que puede representar hasta un 16% de las emisiones. Sin embargo, en grandes instalaciones con numerosos equipos de proceso, se requerirá algún método para combinar flujos de humos del gran número de corrientes de proceso y múltiples fuentes de emisiones (Leeson, Mac Dowell, Shah, Petit, & Fennell, 2017).

### **Industria de la pulpa y el papel**

La industria de la pulpa y el papel (IPP) contribuye con 252 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año a las emisiones globales, equivalentes al 2% de las emisiones industriales totales. Debido a la naturaleza de sus materias primas, las fábricas de papel y celulosa se sitúan a menudo cerca de áreas densamente arboladas y, por lo tanto, no se encuentran cerca de clusters industriales pesados y redes de transporte potenciales. Dos vías de producción principales son de uso común; molinos mecánicos y molinos Kraft integrados, que constituyen la gran mayoría y tienen emisiones en el sitio mayores de 0.5 Mt de CO<sub>2</sub>/año.

Las fábricas de Kraft representan el 73% de las emisiones europeas de la IPP y, por tanto, tienen el mayor potencial de captura de CO<sub>2</sub>. La mayoría de las emisiones proceden de las calderas, pero también hay emisiones del horno de cal, tanto de la reacción de calcinación como del combustible utilizado para calentar el horno. Hay una escasez notable de datos para este sector industrial con sólo una sola fuente de coste encontrada en la literatura académica, y una de la literatura gris (Leeson, Mac Dowell, Shah, Petit, & Fennell, 2017)

### **Industria del cemento**

La industria global del cemento tiene emisiones directas de 1306 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año (aproximadamente 27% del total de emisiones industriales de carbono antropogénicas), lo que corresponde a entre 0.6 y 1.0 t de CO<sub>2</sub> emitidas por tonelada de CO<sub>2</sub> de cemento producido.

El consenso general en la literatura es que alrededor del 60% de las emisiones de cemento fueron emisiones de proceso de calcinación (y por lo tanto no se puede reducir sin disminuir la producción) y el 40% restante fue atribuible a la generación de calor para el horno, ambas fuentes son susceptibles de captura de CO<sub>2</sub> (Leeson, Mac Dowell, Shah, Petit, & Fennell, 2017), el mayor de los retos actuales es reducir los costos para los procesos de captura que puedan utilizarse.

### Proyectos y retos de captura y almacenamiento de carbono (CAC)

Debido a la problemática de liberación de CO<sub>2</sub> a la atmósfera por industrias y plantas generadoras de electricidad que usan combustibles fósiles, alrededor del mundo se están implementando proyectos de CAC, aunque es su mayoría para el uso de la recuperación del petróleo, varios grandes proyectos que se están realizando en este campo es en las arenas petrolíferas de Alberta, Canadá ( Verbeke, Osiyevskyy, & Backman, 2017) y también hay proyectos propuestos para termoeléctricas para después emplearlos en un sistema de inyección de CO<sub>2</sub> como método de recuperación mejorada en los yacimientos de México (Pérez , Serrano , & Marmolejo, 2016).

En Texas, EUA; está la planta de carbón Petra Nova de 240 MW de generación, es la más contaminante de EUA, pero a principios de enero del 2017 se implementó la captura que atrapa el 90% de las emisiones de CO<sub>2</sub> para la recuperación de campos petroleros, evitando así 1.4 millones de toneladas de este gas al año (Patel & Henriksen, 2017). A pesar de los avances en esta tecnología, la crisis financiera global provocó la cancelación de proyectos de gran envergadura, tales como *FutureGen* en los Estados Unidos y *Vattenfall* en Alemania, este último que se dejó de lado fue del proyecto 1.25 mil millones de dólares perteneciente al programa de comercialización de CAC en 2015 (Patel & Henriksen, 2017).

### Conclusiones

En este trabajo se realizó una descripción sintetizada de los métodos para la captura (precombustión, oxidación y postcombustión), almacenamiento y transporte de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), con aplicaciones en centrales eléctricas y la posibilidad de su implementación en las industrias del petróleo, de la pulpa y papel, siderúrgica y cementera; las cuales se ha visto en los últimos años que son las que emiten mayores cantidades de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

Con los datos obtenidos de la información recopilada sobre los métodos de captura de CO<sub>2</sub> de este trabajo, se observó que no se puede hacer una comparación oficial sobre cuál de los tres métodos descritos anteriormente tiene mejor desempeño para cumplir sus funciones debido a que cada método se aplica a situaciones específicas de cada industria.

### Referencias

- Almazrouei, M., Asad, O., Zahra, M. A., Mezher, T., & Tsai, I. T. (2017). CO<sub>2</sub>-Enhanced Oil Recovery System Optimization for Contract-based versus Integrated Operations. *Energy Procedia*, 105, 4357-4362.
- Anderson, J., & Chiavari, J. (2009). Understanding and improving NGO position on CCS. *Energy Procedia*, 1, 4811-4817.
- Bachu, S., Melnik, A., & Bistran, R. (2014). Approach to evaluating the CO<sub>2</sub> storage capacity in Devonian deep saline aquifers for emissions from oil sands operations in the Athabasca area, Canada. *Energy Procedia*, 63, 5093-5102.
- British Petroleum. (2017). BP Energy Outlook 2017 edition. *BP Statistical review of world energy 2017*, 10-35.

Celia, M. A. (2017). Geological storage of captured carbon dioxide as a large-scale carbon mitigation option. *Water Resources Research*, 53, 3527-3533.

Daví, D., Sannin, M., & Trujillo, E. (2016). CO<sub>2</sub> content of electricity losses. *Energy Policy*, 104, 439-445. de Queiroz Fernandes Araújo, O., & de Medeiros, J. L. (2017). Carbon capture and storage technologies: present scenario and drivers of innovation. *Current Opinion in Chemical Engineering*, 17, 22-34.

Figueroa, J. D., Fout, T., Plasynski, S., McIlvried, H., & Srivastava, R. D. (2008). Advances in CO<sub>2</sub> capture technology—The U.S. Department of energy's Carbon Sequestration Program. *international journal of greenhouse gas control*, 2, 20.

Huang, Y., Resvani, S., McIlveen-Wright, D., Minchener, A., & Hewitt, N. (2008). Techno-economic study of CO<sub>2</sub> capture and storage in coal fired oxygen fed entrained flow IGCC power plants. 89, 916-925.

Jansen, D., Gazzani, M., Manzolini, G., Dijk, E. V., & Carbo, M. (2015). Pre-combustion CO<sub>2</sub> capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 40, 167-187.

Jones, T. (2010). CO<sub>2</sub> CAPTURE Technologies to Reduce Greenhouse Gas Emissions. En O. Appert, *CO<sub>2</sub> CAPTURE Technologies to Reduce Greenhouse Gas Emissions* (págs. 111-129). Paris, france: Editions TECHNIP.

Kwak, D., & Kim, J. (2017). Techno-economic evaluation of CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery (EOR) with the optimization of CO<sub>2</sub> supply. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 58, 169-184.

Le Van, s., & Chon, B. H. (2017). Evaluating the critical performances of a CO<sub>2</sub>-Enhanced oil recovery process using. *Journal of Petroleum Science and*, 1-10.

Leeson, D., Mac Dowell, N., Shah, N., Petit, C., & Fennell, P. S. (2017). A Techno-economic analysis and systematic review of carbon capture and storage (CCS) applied to the iron and steel, cement, oil refining and pulp and paper industries, as well as other high purity sources. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 61, 71-84.

Mechlery, E., Brown, S., Fennell, P., & Mac Dowell, N. (2017). CO<sub>2</sub> capture and storage (CCS) cost reduction via infrastructure right-sizing. *Chemical Engineering Research and Design*, 119, 130-139.

Patel, P., & Henriksen, P. (2017). Can carbon capture and storage deliver on its promise? *MRS BULLETIN*, 42, 188-1889.

Pérez, J., Serrano, G., & Marmolejo, D. (2016). ANÁLISIS DE OPORTUNIDADES PARA LA CAPTURA, ALMACÉN Y USO DEL CO<sub>2</sub> (CCS O CCUS) PARA UNA TERMOELÉCTRICA NACIONAL. *Jóvenes en la Ciencia. Revista de divulgación científica*, 1-5.

Rubin, E. S., Davison, J. E., & Herzog, H. J. (2015). The cost of CO<sub>2</sub> capture and storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 40, 378-400.

Sreedhar, I., Nahar, T., Venugopal, A., & Srinivas, B. (2017). Carbon capture by absorption – Path covered and ahead. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76, 1080-1107.

Tan, Y., Nookuea, W., Li, H., Thorin, E., & Yan, J. (2016). Property impacts on Carbon Capture and Storage (CCS) processes: A review. *Energy Conversion and Management*, 118, 204-222.

Tapia, J. F., Lee, J. Y., Ooi, R. E., Foo, D. C., & Tan, R. R. (2016). Optimal CO<sub>2</sub> allocation and scheduling in enhanced oil recovery (EOR) operations. *Applied Energy*, 184, 337-345.

Vega, F., Navarrete, B., Bernabé, A. F., & Rodríguez, M. (2014). Development of partial oxy-combustion technology: Design, commissioning and experimental program in a pilot plant. *Energy Procedia*, 63, 6344-634.

Vega, F., Sanna, A., Maroto-Valer, M., Navarrete, B., & Abad-Correa, D. (2016). Study of the MEA degradation in a CO<sub>2</sub> capture process based on partial oxy-combustion approach. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 54, 160-167.

Verbeke, A., Osiyevskyy, O., & Backman, C. A. (2017). Strategic responses to imposed innovation projects: The case of carbon capture and storage in the Alberta oil sands. *Long Range Planning*, 1-15.

Yu, M., Liu, L., Yang, S., Yu, Z., Li, S., Yang, Y., & Shi, X. (2016). Experimental identification of CO<sub>2</sub>-oil-brine-rock interactions: Implications for CO<sub>2</sub> sequestration after termination of a CO<sub>2</sub>-EOR project. *Applied Geochemistry*, 75, 137-151.