

La tecnología de captura, uso y almacenamiento geológico de CO₂ en México

Moisés DÁVILA SERRANO^{a,1}

^a*Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México*

Resumen: En México están en construcción o en planeación diversas plantas de generación de electricidad a gas natural en ciclo combinado (NGCC por sus siglas en inglés); al menos cinco plantas de cogeneración en instalaciones de PEMEX; la conversión de otras plantas de CFE (gas, combustóleo y carbón), de manera que una política pública que obligue a la adaptación de sistemas de captura de CO₂ en las mismas, además de las plantas cementeras y del hierro y el acero, pudieran proporcionar la cuota de CO₂ que se necesitan para incentivar las operaciones de EOR con bióxido de carbón a nivel comercial, permitiéndole un 14% de su producción de hidrocarburos a PEMEX al año, a la vez que habilitaría el reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera en al menos 50 MtCO₂/año. Es una realidad que la tecnología CCUS es la única manera que apoya el uso de los combustibles fósiles y que incluye un medio de reducir sus Gases de Efecto Invernadero (GEI). Con estas estimaciones, se ve pertinente que México continúe con la implantación de la tecnología, no como una vía alternativa a la implementación a las energías renovables, sino complementaría a éstas. Para ello, México debe integrarse a los esfuerzos de investigación y desarrollo internacionales encaminados a reducir sus costos y hacerla más eficiente. México también debe enfrentar el reto de probar la tecnología y expandirla a nivel comercial para desarrollar otros procesos productivos asociados y compensar en alguna medida sus altos costos, a la vez que se detonen proyectos suficientes para contribuir en la cantidad esperada a la reducción de las metas de GEI. Así mismo es necesario continuar el esfuerzo para encontrar los lugares de mayor capacidad y más seguros para almacenar el CO₂ geológicamente, en sus versiones de formaciones salinas.

Palabras Clave. CCS, CCUS, CO₂, Almacenamiento Geológico de CO₂, EOR.

1. Antecedente

El término CCUS (carbon capture, utilization and storage) se refiere a un grupo de tecnologías para almacenar geológicamente el bióxido de carbono (CO₂) producido en industrias que, por su naturaleza basada en el uso intensivo de combustibles fósiles, emite grandes cantidades de este gas de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera. Para ello se separa el CO₂ del resto de los gases de combustión, se enriquece y se inyecta a sustratos geológicos suficientemente profundos y seguros para que no regrese a la superficie. Hasta hace poco, el concepto se denominó solamente CCS pues la palabra USO, de la cual proviene la “U” del acrónimo más actual, se adoptó en algunos países pues se consideró que el uso del bióxido de carbono empleado en las operaciones de

¹ Corresponding Author, E-mail: moises.davila@ai.org.mx.

Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (EOR por sus siglas en inglés) constituye también una forma de secuestro de carbono.

Aunque esta modalidad de explotación de hidrocarburos no es una novedad, pues se utiliza intensivamente desde la década de 1960 en Norteamérica, sí es una relativamente reciente considerársele como forma de secuestro de CO₂ antropogénico [1][2]. Aunque el uso de CO₂ natural que había permanecido por millones de años atrapado en el subsuelo con fines productivos y económicos (EOR) no es nuevo [3], por razones ambientales, está dejando paulatinamente de usarse, a la vez que es más común el uso de bióxido de carbono del tipo antropogénico [4].

La emisión de bióxido de carbono causado por el hombre (industrias, medios de transporte, etc.), se debe a la necesidad de producción y uso de la energía que se puede obtener de los combustibles fósiles y se estima que la población mundial emite 24 giga toneladas de CO₂ a la atmósfera por año comparado con los 300 millones de toneladas de origen volcánico, que son las mayores de origen natural [4]. Otra forma de ver el fenómeno es por el producto energético derivado de los combustibles fósiles, es decir al uso de energía secundaria (como la electricidad que es energía, pero derivada de un combustible fósil primario como el carbón, por ejemplo). Desafortunadamente, es evidente que permanecerá el uso intensivo de combustibles fósiles en la conversión de energía primaria a secundaria con fines industriales, al menos por medio un siglo más, periodo al final del cual deberá manifestarse un decidido predominio de las energías renovables, lo que permitirá desplazar en definitivo a las fósiles. Visto así, el CCUS es una estrategia esencial en el periodo transicional hacia una cultura neutra en carbono, ya que no se vislumbra a corto plazo una tecnología que permita generar la misma cantidad de energía con medios alternos, sin alterar la demanda creciente de energía de la sociedad actual.

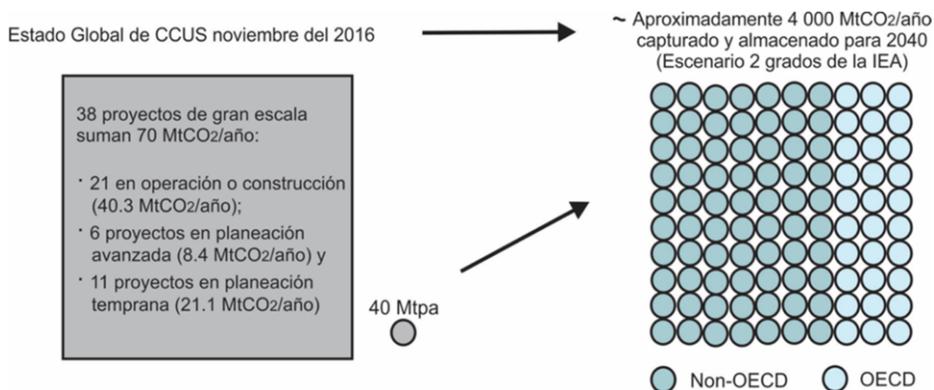


Figura 1. Panorama global de Proyectos a Gran Escala actuales y requeridos deCCS.[7] después de [6].

El IPCC Climate Change en su reporte de 2014 resalta que, sin el CCS, el costo de conseguir la meta de 450 ppm de CO₂e para el 2100 podría ser 138% mayor que si le incluyera. Por ello, la mayoría de los modelos que pretenden simular el panorama de 450 ppm utilizan la opción de CCS en su gama de estrategias para conseguir las metas [5]. Por su parte la Agencia Internacional de Energía establece que la opción de menor costo de alcanzar el objetivo de 2°C requiere de capturar y almacenar geológicamente 4 mil millones de toneladas de CO₂ por año para 2040. Esto significa cien veces la capacidad de captura que se espera tener para finales de 2017 [6]. Esta cifra es aún más crítica si se

acepta que de esa cantidad de carbono secuestrado, menos de un tercio corresponde a las economías miembro de la Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo Económico (OECD) y el resto a países no OECD. En la Figura 1, se aprecia gráficamente, el estado que guardan los proyectos que a la fecha hacen posible secuestrar poco más de 40 MtCO₂ por año; 8,4 MtCO₂ que están en planeación avanzada y 21 en sus primeras etapas de planeación (70 MtCO₂ /año). Se ilustra también proporcionalmente lo que deberíamos ser capaces de capturar y almacenar hacia el año 2040.

Como se puede ver en la Figura 1, los proyectos que operan en el mundo son aún pocos, comprados con los que se deberán tener para cuando se pueda decir que el CCUS es un agente crítico en la reducción de GEI; sin embargo, la historia del almacenamiento de CO₂ con fines de mitigación de GEI no es muy larga, así que se puede resumir relativamente fácil; después de veinte años el proyecto Sleipner, en Noruega, éste ha inyectado más de 16 MtCO₂ en el mar del norte en una formación salina profunda, después de obtener el gas natural de la formación. Petrobras, hasta diciembre de 2015 ha inyectado en sus campos maduros más de 3 MtCO₂ a 300 km costa afuera de Rio de Janeiro. Boundary Dam en Canadá ha capturado ya 1 MtCO₂ en la unidad 3 de su planta de generación de electricidad que usa principalmente para incentivar operaciones de EOR. El proyecto demostrativo Jilin en China en 2016 alcanzó su primer MtCO₂ inyectado al subsuelo asociado a EOR. Es claro que para detonar proyectos de CCS a una tasa como la que es necesaria para 2040, es obligado pensar en parques industriales que compartan los sitios de secuestro geológico combinado con redes de carbonoductos que colecten y distribuyan el gas para llevarlo a los sitios ya sea de inyección pura en formaciones salinas profundas o bien a mercados como los de campos maduros de hidrocarburos con fines de recuperación mejorada. De otra forma no se podrían sustentar las inversiones que deben enfrentar industrias aisladas con sitios individuales de almacenamiento.

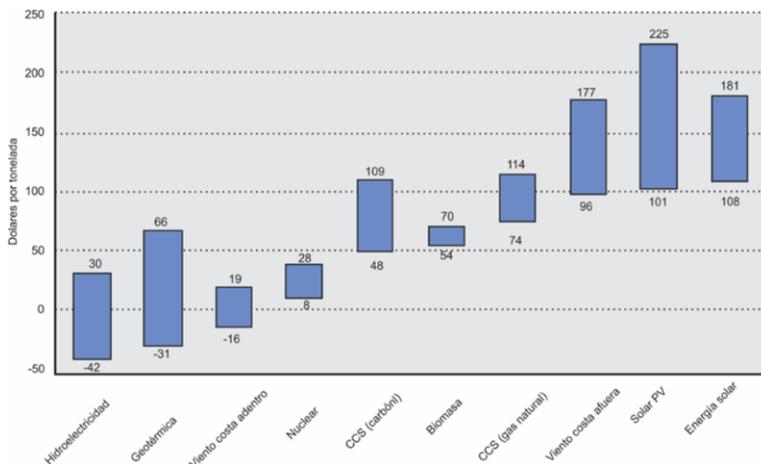


Figura 2. Costos unitarios de los diferentes medios de mitigación por tCO₂ evitada. [6].

2. Retos de la tecnología CCS

El reto más grande que debe enfrentar la tecnología de CCS ó CCUS es sin duda la de reducir sus costos para hacerla competir con el resto de instrumentos que actualmente

luchan por ganarse un lugar en el escenario de soluciones para el cambio climático. Actualmente existen medidas de mitigación costo-atractivas como la eficiencia energética en usos finales, en la transmisión y la de origen solar, y sobre todo, que estos no implican incrementos críticos en la inversión y sí significan ahorros importantes en el pago de combustibles; la generación hidroeléctrica y geotérmica, que también son atractivos, aunque también comparten la desventaja de requerir grandes inversiones para su implementación. En la Figura 2 se muestran los costos unitarios por tCO₂ evitada de las diferentes maneras de generar energía eléctrica.

En la Tabla 1 se muestran cifras concretas de los incrementos que significa la implementación de la tecnología CCUS en diferentes industrias que por su naturaleza, son fuertes emisoras de bióxido de carbono. Aunque las referencias son de los Estados Unidos de Norteamérica, son cifras muy valiosas que establecen las mejores referencias posibles y pueden ajustarse a las condiciones de cualquier país. En la tabla se puede identificar que los incrementos van desde un 70% hasta un 2% respecto a la unidad de producción de una industria específica (MWh, tonelada de acero, Giga Joule, litro de combustible, etc.) en donde el caso más crítico es precisamente el de la generación de electricidad, para el cual se presentan dos ejemplos válidos para México, generando con carbón y con gas natural en ciclo combinado (NGCC) en donde los incrementos al costo de generación son de 60-70% y 57% para una y otra respectivamente.

Tabla 1. Costo de la implementación de la tecnología CCS (en USA) en diferentes industrias. [8].

APLICACIÓN	Gen Elect Carbón Super Crítica	Gen Elec Oxy-Comb. Super Crítica	Gen Elect IGCC	Gen Elect NGCC	Hierro y acero	Cemento	Gas Natural	Ferilizantes	Biomasa a Etanol
Costo nivelado	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/t	USD/t	USD/GJ	USD/t	USD/litro
Sin CCS	75-77	--	95	49	280-370	101	3.75	400-450	0.40-0.45
Con CCS 1a en su tipo	124-133	119-129	141	78	114	69	0.061	13	0.018
Con CCS no 1a en su tipo	108	107	102	62	95	58	0.058	12	0.017
Incremento por 1a en su tipo con CCS	60-70%	51-64%	45%	57%	30-41%	68%	2%	3-4%	4-5%
Costo de CO ₂ evitado (USD/tCO ₂)									
1a en su tipo	74-83	66-75	97	89	77	124	21.5	25.4	21.5
No 1a en su tipo	55	52	46	43	65	103	20.4	23.8	20.4

No obstante, cada día se generan nuevos esfuerzos para abatir los costos de la tecnología, tanto por la vía de la investigación y desarrollo, como por la creación de iniciativas orientadas específicamente a lograr mejoras en esa causa, tal es el caso de la creación del Mission Innovation que nació como un compromiso de la Conferencia Anual de las Partes (COP) de Paris con objetivos específicos para 5 años (2015-2020) a la que se asignó una inversión para investigación y desarrollo entre 15 y 30 BUSD entre 22 países, encaminada a acelerar la revolución de las energías limpias. En donde uno de los siete campos de investigación que se plantean es precisamente el de CCUS en plantas de generación de electricidad e industria de emisión intensiva de carbono. Esta iniciativa tiene entre uno y tres coordinadores para cada uno de los siete campos de acción, siendo Arabia Saudita y USA quienes coordinan el esfuerzo de R&D en CCUS. Hablando específicamente de la iniciativa de CCUS, se pretenden investigar todos los aspectos relativos a la tecnología, identificar sus barreras clave y reducción de sus costos. Esto se plantea hacer comprometiéndose a los sectores público y privado de los 22 países participantes y estableciendo una plataforma de colaboración y compartición de investigación y desarrollo. [8]

3. Potencial en México del CCUS como forma de mitigación de GEI

En 2010, en México se emitieron a la atmósfera gases de efecto invernadero equivalentes a 748 millones de toneladas de CO₂ (MtCO₂e), esto representa un aumento del 33% con respecto a las emisiones de 1990. En el periodo de 2001 a 2010, las emisiones de GEI presentaban una tasa media de crecimiento anual (TMCA) de 2.6% mientras que el PIB presentó una TMCA de 1.9%, lo cual no es extraño, pues es sabido globalmente que las emisiones de GEI guardan un paralelismo estrecho con el desarrollo económico de las naciones. Las emisiones que mayor TMCA han tenido son las que provienen de emisiones fugitivas, residuos y transporte, con una TMCA entre 1990 y 2010 de 5.3%, 5.1% y 4.1%. Esto se debe principalmente al aumento del PIB per cápita, a la urbanización que se ha presentado en México en este periodo y al rápido crecimiento de la flota vehicular (con una TMCA 6.3% entre 2004 y 2009). El sector energía es la mayor fuente de emisiones de GEI en México, con un crecimiento en emisiones de 58% y una TMCA de 2.3%, entre 1990 y 2010. En cuanto a la proyección de emisiones a futuro, considerando una línea base de emisiones GEI construida a partir de los datos del INEGI (Inventario Nacional de Emisión de GEI), las Prospectivas Sectoriales y las proyecciones de crecimiento del PIB y la población. La línea base supone un crecimiento promedio anual del PIB de 3.6%, consistente con las Prospectivas Nacionales de Energía (registradas por la SENER en 2012). De acuerdo con este escenario, las emisiones de GEI de México alcanzarían 960 MtCO₂e en 2020, 1,276 MtCO₂e en 2030 y 2,257 MtCO₂e en 2050. En el mediano y largo plazo la incertidumbre de los cálculos de la línea base puede ser considerable. La figura 3 muestra, además del tendencial, un escenario alto y un escenario bajo.

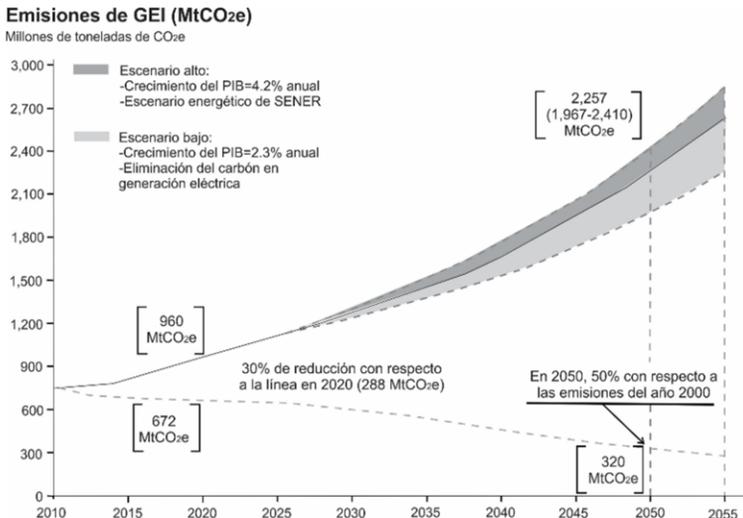


Figura 3. Línea base y trayectoria objetivo de emisiones de GEI en México 2010-2050. [9].

El escenario tendencial de la Figura 3 es el punto de partida en el diseño de políticas y acciones para alcanzar las metas de reducción de emisiones en México [9]. La curva discontinua con una tendencia descendente requiere de los objetivos parciales siguientes: al 2020, abatir emisiones en un 30% con respecto a la línea base, y al 2050, reducir emisiones a un 50% de las registradas en el año 2000. La trayectoria identificada que

permitiría lograr estos objetivos implica que al 2020 se deben reducir las emisiones anuales en alrededor de 288 MtCO₂e y al 2050 las emisiones totales deberán alcanzar un nivel máximo de 320 MtCO₂e, asunciones que francamente no se ven realistas en el escenario actual. Al menos tres ejercicios se han hecho en el que se analicen las mejores opciones para que México logre conseguir sus objetivos en materia de GEI. En 2009 el Instituto Nacional de Ecología realizó un primer análisis en el que ubica al CCS como un medio de costo alto y capacidad baja de abatimiento (solo cualitativo) [9]. En 2011 el Banco Mundial realizó un análisis similar (Low Carbon Development for México, MEDEC) [10] pero en este caso no se incluyó el CCS como una de las alternativas disponibles para alcanzar las metas de reducción de GIE. Se asume que dado el bajo conocimiento que para entonces la tecnología CCS tenía a nivel mundial, se hizo una estimación parcial omitiendo los aportes que ésta puede ofrecer en México. Posteriormente, en 2014, el Sustainable Development Solutions Network [11], hizo un balance de las opciones que tiene México para conseguir sus metas de reducción y en este se observa que se incluyó al CCS como una medida de solución. En la Figura 4, se muestra que, según esta organización, al menos la generación de electricidad del país, para 2050 deberá incorporar el CCS cambiando al uso de los combustibles fósiles en un 35%. Sin duda, es necesario hacer un estudio más integral que incluya todo lo que ahora se sabe de la tecnología, tanto a nivel mundial, como las opciones de captura en los mejores sitios emisores y los más adecuados sitios de almacenamiento que ahora se tienen del país, para emitir un juicio con mayor apego a la realidad.

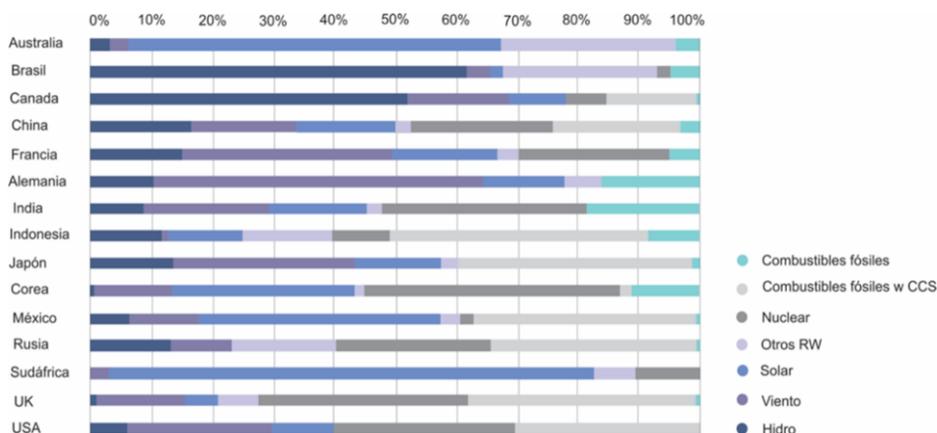


Figura 4. Tecnologías a incorporar en la generación de electricidad para el 2050. [11]

En México, la Ley General de Cambio Climático establece que el 50% de la energía eléctrica necesaria para satisfacer la demanda del año 2050 deberá de ser por medio de tecnologías limpias [12]. No obstante, el plan de producción de crudo, al menos para el año 2027 se estima que se incremente en al menos 20% con respecto al 2017 [13]; de igual manera, los recursos prospectivos del país de gas y crudo son todavía cuantiosos (al menos 54 mil millones de barriles) y es de esperarse que la industria de los hidrocarburos opte por continuar su explotación. En resumen, aunque la meta de disminución de emisiones para las próximas décadas, centrada sobre todo en el uso de energías renovables para la generación de electricidad, tiene un inconveniente serio debido al incremento en la demanda y oferta de hidrocarburos en otros sectores, por lo

que se considera conveniente la implementación de una alternativa compatible con la prevalencia de los hidrocarburos en el mercado, como la de CCUS.

De la misma manera, en México se prevé que la capacidad instalada de generación de electricidad de México crecerá 57122 MW entre 2016 y 2030, de los cuales 20453 MW corresponderán a plantas de ciclo combinado de gas natural. Por otra parte, se espera que esa tecnología sea la forma de generación de electricidad dominante para 2030, con una participación prevista que incrementará de 50 al 58 % [14]. Además, como ya se ha dicho, el país tiene la intención de lograr, paralelamente, una reducción de sus emisiones GEI en un 50% por debajo de los niveles de 2000 para 2050, por lo que una de las estrategias propuestas para alcanzar el objetivo es la aplicación de la tecnología CCUS en las centrales eléctricas NGCC y aplicar el CO₂ capturado, para operaciones EOR en la industria petrolera, que depende de la disponibilidad de importantes fuentes de CO₂, sobre todo en la región del Golfo de México, preferentemente entre 2020 y 2050 [15]. Es de destacar que la capacidad adicional de 20453 MW de las plantas NGCC es equivalente a 50.52 MtCO₂/año, por lo que es razonable pensar que una parte importante de esta nueva capacidad de generación se lleve a cabo con CCUS.

El paso obligado, en esta etapa inicial para desplegar la tecnología de CCUS en México, es identificar las centrales eléctricas comprendidas en la región del Golfo de México que pueden ser adaptadas con sistemas de captura de CO₂, posteriormente, habría que analizar plantas que, aunque no estén en la zona señalada, pueda integrarse a las emisiones por capturar, aunque ello requiera de mayores esfuerzos en la construcción de carbonoductos. En el Mapa de Ruta Tecnológica de CCS para México, está contemplado el desarrollo de una red de carbonoductos a lo largo del territorio nacional, que haga posible el transporte de todo el CO₂ disponible en el país para su inyección en los lugares donde tiene un uso económico, o bien, donde se cumplen mejor las condiciones para su almacenamiento geológico permanente. Por lo anterior, resulta conveniente tener en cuenta que, de ser posible, todas las centrales de generación a instalarse en el futuro, deberían ser concebidas como CCS Ready. Esto bien podría aplicar también a instalaciones de refinación de hidrocarburos, plantas cementeras y metalúrgicas como mínimo, tanto para ampliar la oferta de CO₂ antropogénico, como para avanzar consistentemente con las políticas de reducción de emisiones de bióxido de carbono.

Tabla 2. Plantas NGCC cercanas a campo petroleros y su posible contribución de CO₂ abatido. [14]

CENTRAL	Capacidad (MW)	Captura CO ₂ (MtCO ₂ /año)	Distancia aprox a un campo petrolero	Entrada en operación	Tipo de adaptación
Poza Rica	243	0.6	< 50 km Poza Rica	2017	Retrofit
Güemez	360	0.89	>100 km Poza Rica	2017	Retrofit
Monterrey	303	0.75	> 200 km Burgos	2017	Retrofit
Monterrey	949	2.34	> 200 km Burgos	2017	Retrofit
Monterrey	884	2.18	> 200 km Burgos	2018	Retrofit
Tamazunchale	450	1.11	>100 km Poza Rica	2018	Retrofit
Monterrey	1000	2.46	> 200 km Burgos	2019	Retrofit
SLP	812	2	> 400 km Poza Rica	2019	CCS ready
Tamazunchale	1013	2.5	> 300 km Poza Rica	2020	Retrofit
TOTAL	6014	14.83			

En la Tabla 2 se presenta un listado de las plantas térmicas de ciclo combinado a gas que considera la prospectiva señalada por año de entrada en servicio a la que se ha anexado la contribución de CO₂ capturado (hasta 29 MtCO₂/año) que se pudiera conseguir con las mismas. Es de destacar que no todas las centrales incluidas, están cercas de campos petroleros en los cuales se pudiera usar el bióxido de carbono para

operaciones de recuperación mejorada, por lo que algunas de ellas demandarían de carbonoductos para la conducción del CO₂. Por el momento, las centrales alejadas de campos petroleros pudieran considerarse para hacer su adaptación a la captura de CO₂ a mediano plazo o bien simplemente almacenar sus emisiones en acuíferos salinos profundos cercanos a sus localizaciones (las del occidente del país) con la consecuente falta de recursos económicos que en el caso de las de la zona Golfo de México, se pueden obtener por la venta del CO₂ para fines de EOR [14]. Las plantas con las mejores posibilidades de asociarse a proyectos EOR, se localizan en la Tabla 2 en las que se proponen los posibles campos petroleros y las distancias a los mismos [14].

En sectores diferentes a la generación de electricidad, al menos otras 20 MtCO₂/año se han identificado asociadas a plantas industriales como refinерías y plantas de cemento y acero, que sumadas a las 29 MtCO₂/año proveniente de las nuevas plantas NGCC con captura pudieran ser utilizadas para operaciones de EOR [17]. Se estima que las necesidades de CO₂ para operaciones de EOR son del orden de 50 MtCO₂/año de donde resulta que teóricamente, a mediano plazo, existe el bióxido de carbono en la cantidad necesaria para permitir la explotación de los campos maduros por la vía de la recuperación mejorada con CO₂. Si se estima conservadoramente que es necesaria 1 tCO₂ para producir 2 barriles de crudo, entonces pudiera esperarse la producción anual de al menos 100 Millones de barriles de petróleo por esta vía, que es el equivalente a la producción total actual de 50 días de trabajo al ritmo de PEMEX o el 14% de su producción total anual de crudo. Además, esa cantidad de emisiones evitadas anualmente a la atmosfera serían equivalentes al 50% de las emisiones anuales emitidas por la CFE o al 7% del total de emisiones del país, con lo cual se estaría cubriendo el 60% de la cuota de contribución de mitigación de emisiones esperada por la tecnología de CCS, con la visión de conservar la esperanza de no incrementar la temperatura mundial promedio más allá de 2°C, según la IEA.

4. Conclusiones

En México al 2017 estaban en construcción o en planeación diversas plantas de generación de electricidad con tecnología NGCC; al menos cinco plantas de cogeneración en instalaciones de PEMEX; el reequipamiento de otras plantas de CFE (gas y carbón), de manera que una política pública que obligue a la adaptación de sistemas de captura de CO₂ en las mismas, además de las plantas cementeras y del hierro y el acero, pudieran proporcionar la cuota de CO₂ que se necesitan para incentivar las operaciones de EOR con bióxido de carbón a nivel comercial, permitiéndole un 14% de su producción de hidrocarburos a PEMEX al año, a la vez que habilitaría el reducir las emisiones de CO₂ a la atmosfera en al menos 50 MtCO₂/año.

Es claro que es necesario un análisis económico para complementar estas estimaciones y poder planear los mecanismos financieros y los estímulos fiscales para hacer posible lo aquí planteado, dado el alto costo de la tecnología CCUS que es aún, uno de sus inconvenientes. No obstante, es una realidad que la tecnología CCUS es la única manera que apoya el uso de los combustibles fósiles y que incluye un medio de reducir sus GEI.

Con estas estimaciones, se ve pertinente que México continúe con la implantación de la tecnología, no como una vía alternativa a la implementación a las energías renovables, sino complementaría a éstas. Para ello, México debe integrarse a los

esfuerzos de investigación y desarrollo internacionales encaminados a reducir sus costos y hacerla más eficiente.

México también debe enfrentar el reto de probar la tecnología y expandirla a nivel comercial para desarrollar otros procesos productivos asociados y compensar en alguna medida sus altos costos, a la vez que se detonen proyectos suficientes para contribuir en la cantidad esperada a la reducción de las metas de GEI.

Así mismo es necesario continuar el esfuerzo para encontrar los lugares de mayor capacidad y más seguros para almacenar el CO₂ geológicamente, en sus versiones de formaciones salinas, campos maduros de hidrocarburos, basaltos y lechos de carbón en el entendido de que entre más lugares se encuentren, más económico puede ser el transporte del CO₂ para su inyección.

De igual manera, se deben crear y mantener mecanismos efectivos para divulgar entre la sociedad las bases científicas de la tecnología para que se conozcan ampliamente sus beneficios y sus limitaciones.

Referencias

- [1] Stevens, S. a. (2004). "Isotopic Analysis of Natural CO₂ fields : How long has nature stored CO₂ ?", *Seventh international Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*. Vancouver, Canada.
- [2] Rodriguez de la Garza F. & Arana Ortiz V. (2012). "EOR as a Driver for CCS Projects in Mexico", IEA-SENER Joint Workshop. Mexico City, March 7.
- [3] S. Holloway, J. P. (2005). "A review of Natural CO₂ Occurrences and their Relevance to CO₂ Storage", British Geological Survey, Sustainable Energy and Geophysics Programme. Nottingham, UK: NERC.
- [4] Greenhouse Gas R&D Programme IEA. (2005). "A review of Natural CO₂ Occurrences and Releases and their Relevance to CO₂ Storage", International Energy Agency Executive Committee. IEA.
- [5] IPCC. (2014). "Climate Change 2014: Synthesis Report Summary for Policymakers", Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC. Geneva: IPCC.
- [6] IEA. (2016). "Energy Technology Perspectives 2016: Towards Sustainable Urban Energy Systems", International Energy Agency. Paris: OECD/IEA.
- [7] GCCSI. (2016). "The Global Status of CCS 2016", Global CCS Institute. Melbourne: Global Carbon and Storage Institute Ltd.
- [8] Global CCS Institute. (2017). "Busting the Myths and misconceptions about CCS: 12 key facts". (G. C. Institute, Producer)
- [9] IIE-INE. (2009). "Estudios sobre el Impacto de Fuentes Renovables de Energía en la Emisiones de GEI en el Mediano y Largo Plazos en México", Instituto de Investigaciones Eléctricas e Instituto Nacional de Ecología, México.
- [10] The World Bank. (2011). *Low Carbon Development for Mexico*. Washington, D.C.
- [11] IDDRI. (2014). "Pathways to Deep Decarbonisation in 2050". Institute for Sustainable Development and International Relations. Australia: IDDRI.
- [12] SEMARNAT. (2012). "Ley General de Cambio Climático". *SEMARNAT*. Mexico: Diario Oficial de la Federación.
- [13] SENER (2013). "Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2013-2027". *Secretaría de Energía*, Ciudad de México.
- [14] Gonzalez-Diaz A., Gonzalez-Diaz M.O., Alcaraz-Calderon, A., Gibbins, J. & Lucquiaud M. (2016). "Priority projects for the implementation of CCS power generation with enhanced oil recovery in Mexico." *International Journal of Greenhouse Gas Control*, (64) 119-125.
- [15] Lacy Tamayo R. (2014). Análisis de Ciclo de Vida de la Captura, Uso y Almacenamiento de Bióxido de Carbono en un Central de Generación Eléctrica para la Recuperación mejorada de Petróleo. (A. Universidad Autónoma Metropolitana, Ed.), México.
- [16] SENER (2016). "Prospectiva del Sector Eléctrico 2016-2030", Secretaría de Energía. Ciudad de México: Secretaría de Energía.
- [17] Lacy R., Serralde A., Climent M. & Vaca M. (2013). "Initial Assessment of the potential for future CCUS with EOR projects in Mexico using CO₂ captured from fossil fuel industrial plants", *International Journal of Greenhouse Gas Control*, (19) 212-219.